

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

**AYRES FRANCISCO DA SILVA SÓRIA**

## **INFLUÊNCIA DO SISTEMA TARIFÁRIO E DO USO DA ENERGIA ELÉTRICA SOBRE O CUSTO DE PRODUÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia da Produção da UFSC, para a obtenção do  
grau de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Oscar Ruttkay Pereira

Florianópolis  
Agosto/2001

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

**AYRES FRANCISCO DA SILVA SÓRIA**

# **INFLUÊNCIA DO SISTEMA TARIFÁRIO E DO USO DA ENERGIA ELÉTRICA SOBRE O CUSTO DE PRODUÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia da Produção da UFSC, para a obtenção do  
grau de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Oscar Ruttkay Pereira

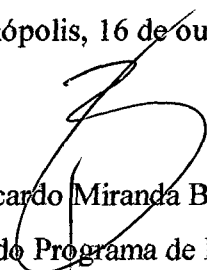
Florianópolis  
Agosto/2001

**AYRES FRANCISCO DA SILVA SÓRIA**

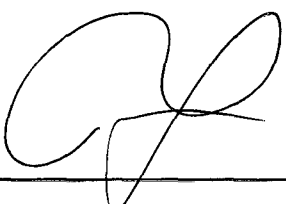
# **INFLUÊNCIA DO SISTEMA TARIFÁRIO E DO USO DA ENERGIA ELÉTRICA SOBRE O CUSTO DE PRODUÇÃO**


Esta dissertação foi julgada e aprovada para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia de Produção** no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.

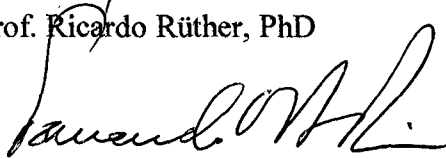
Florianópolis, 16 de outubro de 2001.

  
Prof. Ricardo Miranda Barcia, Dr.  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia de Produção

BANCA EXAMINADORA

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Roberto Lamberts, PhD

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Ricardo Rüther, PhD

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Fernando Oscar Ruttkay Pereira, PhD

## **DEDICATÓRIA**

**À**

Minha esposa Dulce, companheira e amiga de todos os momentos que me incentivou à realização deste trabalho.

Às minhas filhas Priscila e Patrícia um muito obrigado pela compreensão devido à minha ausência em certos momentos.



## **AGRADECIMENTOS**

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desta pesquisa, venho externar o meu muito obrigado.

Em particular:

A meu Orientador Prof. Dr. Fernando Oscar Ruttkay Pereira;

Aos Professores do Curso de Pós-Graduação que contribuíram para o meu enriquecimento cultural, cujas informações recebidas permitiram desenvolver este trabalho;

Ao Departamento de Eletrotécnica do CEFET-PR, que tornou possível a minha participação e realização deste curso de Pós-Graduação;

A todos o meu muito obrigado!

## SUMÁRIO

Lista de Gráficos.....	viii
Lista de Tabelas.....	x
Lista de Figuras.....	xi
Lista de Siglas.....	xii
<b>RESUMO.....</b>	<b>xiii</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>xiv</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>01</b>
1.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	01
1.2 JUSTIFICATIVA.....	03
1.3 OBJETIVOS.....	04
1.3.1 Objetivo Geral.....	04
1.3.2 Objetivos Específicos.....	04
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	05
<b>2 EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....</b>	<b>06</b>
2.1 INÍCIO DA POLÍTICA NO SETOR ELÉTRICO.....	06
2.2 A TRAJETÓRIA DOS ANOS 70.....	08
2.3 A TRAJETÓRIA DOS ANOS 80.....	11
2.4 A TRAJETÓRIA DOS ANOS 90.....	16
2.5 A EQUALIZAÇÃO TARIFÁRIA.....	19
2.6 A DESEQUALIZAÇÃO TARIFÁRIA.....	25
<b>3 ESTRUTURAS TARIFÁRIAS.....</b>	<b>28</b>
3.1 O CUSTO MARGINAL.....	29
3.2 A NOVA ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	31
3.2.1 Origem.....	31
3.2.2 Os Objetivos da Nova Estrutura Tarifária.....	35
3.2.3 Aplicação e Legislação.....	36
3.2.4 Situação Atual das Estruturas Tarifárias.....	45
3.3 TARIFAS DO GRUPO “A”.....	46

<b>4 METODOLOGIA DE ANÁLISE E APLICAÇÃO</b>	<b>53</b>
4.1 INTRODUÇÃO	53
4.2 METODOLOGIA PROPOSTA	54
4.3 SIMULAÇÃO TARIFÁRIA	61
4.4 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	63
4.5 DEMANDA DE POTÊNCIA	65
4.6 FATOR DE CARGA	66
4.7 FATOR DE POTÊNCIA	66
4.8 CUSTO DO CONSUMO MENSAL	68
 <b>5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA</b>	 <b>71</b>
5.1 ANÁLISE DA APLICAÇÃO	71
5.2 ESTUDO DO PRIMEIRO CASO	71
5.2.1 Dados Utilizados	74
5.2.2 Simulação Tarifária	76
5.2.3 Consumo de Energia Elétrica	79
5.2.4 Demanda de Potência	83
5.2.5 Fator de Carga	87
5.2.6 Fator de Potência	90
5.2.7 Custo do Consumo Mensal	93
5.3 ESTUDO DO SEGUNDO CASO	96
5.4 ESTUDO DO TERCEIRO CASO	113
 <b>6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b>	 <b>129</b>
6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	129
6.2 CONCLUSÃO	130
6.3 RECOMENDAÇÕES	131
 <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	 <b>133</b>

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Simulação tarifária.....	78
Gráfico 2 – Consumo Fora de Ponta.....	79
Gráfico 3 – Consumo na Ponta. ....	80
Gráfico 4 – Relação do consumo Fora de Ponta pela Ponta.....	80
Gráfico 5 – Percentual de Utilização de energia.....	81
Gráfico 6 – Percentual de custo da energia. ....	82
Gráfico 7 – Consumo de energia em um dia típico. ....	82
Gráfico 8 – Demandas medidas e contratadas Fora da Ponta.....	83
Gráfico 9 – Demandas medidas na Ponta. ....	84
Gráfico 10 – Forma de uso de carga no consumidor analisado.....	85
Gráfico 11 – Forma de Utilização no setor de perfilados.....	87
Gráfico 12 – Fator de carga geral da instalação. ....	88
Gráfico 13 – Fator de Carga Fora da Ponta. ....	89
Gráfico 14 – Fator de carga na Ponta.....	89
Gráfico 15 – Fator de potência horário em 04/10/2000.....	91
Gráfico 16 – Consumos excedentes reativos em 04/10/2000.....	91
Gráfico 17 – Consumos de excessos reativos. ....	92
Gráfico 18 – Excessos reativos por kWh absorvido.....	92
Gráfico 19 – Custos do consumo mensal. ....	94
Gráfico 20 – Consumo de energia elétrica entre maio de 2000 a abril de 2001 – Caso B.....	98
Gráfico 21 – Demandas medidas entre maio de 2000 a abril de 2001 – Caso B.....	98
Gráfico 22 – Fator de Carga entre maio de 2000 a abril de 2001 – Caso B. ....	99
Gráfico 23 – Preço médio da energia elétrica, entre maio de 2000 a abril de 2001- Caso B.....	100
Gráfico 24 – Perfil de carga em um dia útil típico na instalação – Caso B. ....	101
Gráfico 25 – Perfil de carga em um sábado típico na instalação – Caso B.....	102
Gráfico 26 – Perfil de carga em um domingo típico na instalação – Caso B.....	102
Gráfico 27 - Preços médios calculados para os diferentes sistemas tarifários – Caso B.....	104

Gráfico 28 - Preços médios por postos tarifários – Caso B. ....	105
Gráfico 29 - Preços médios calculados após mudanças – Caso B. ....	107
Gráfico 30 – Preços médios por postos tarifários, após mudanças. ....	108
Gráfico 31– Perfil de carga na instalação, depois de implantadas as mudanças..	109
Gráfico 32 – Importes da energia elétrica e economias mensais. ....	111
Gráfico 33 – Preços médios mensais da energia elétrica.....	112
Gráfico 34 – Consumo de energia elétrica entre julho de 2000 a junho de 2001 – Caso C. ....	115
Gráfico 35 – Demandas medidas entre julho de 2000 a junho de 2001 – Caso C.	115
Gráfico 36– Fator de Carga entre julho de 2000 a junho de 2001 – Caso C. ....	116
Gráfico 37– Preço médio da energia elétrica, entre julho de 2000 a junho de 2001 – Caso C. ....	116
Gráfico 38 – Perfil de carga em um dia útil típico na instalação – Caso C. ....	117
Gráfico 39- Preços médios calculados para os diferentes sistemas tarifários – Caso C. ....	119
Gráfico 40 - Preços médios calculados após mudanças – Caso C. ....	121
Gráfico 41 – Preços médios por postos tarifários, após mudanças – Caso C. ....	122
Gráfico 42 – Perfil de carga na instalação, depois de implantadas as mudanças – Caso C. ....	123
Gráfico 43 – Importes da energia elétrica e economias mensais – Caso C. ....	124
Gráfico 44 – Preços médios mensais da energia elétrica – Caso C. ....	125
Gráfico 45– Fator de Potência mensal – Caso C. ....	126
Gráfico 46 – Perfil de necessidade de reativos para Fator de Potência de 92 % - Caso C...	127
Gráfico 47 – Perfil do Fator de Potência ao longo de um dia típico - Caso C.....	127

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados utilizados entre abril de 2000 a março de 2001 da Perfipar.....	74
Tabela 2 – Tarifas aplicáveis ao consumidor.....	75
Tabela 03 - Resultado das simulações tarifárias.....	78
Tabela 04 – Custos da energia elétrica na produção.....	86
Tabela 05 – Valores medidos e faturados no consumidor “Caso B”.....	97
Tabela 06 – Simulação tarifária do resultado das medições.....	103
Tabela 07– Simulação tarifária do resultado das medições, após mudanças.....	107
Tabela 08 – Economia obtida no período de maio a agosto de 2001.....	111
Tabela 09 – Valores medidos e faturados no consumidor – Caso C.....	114
Tabela 10 – Simulação tarifária do resultado das medições.....	118
Tabela 11– Simulação tarifária do resultado das medições, após mudanças – Caso C.	120
Tabela 12 – Economia obtida no período de julho a setembro de 2001 – Caso C.	124

## LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Figura 01 – Metodologia de análise proposta para uma instalação.....	56
Figura 02 – Análise das possibilidades tarifárias da instalação.....	57
Figura 03 – Análise da forma de funcionamento da instalação.....	58
Figura 04 – Análise das medidas contratadas.....	59
Figura 05 – Análise dos excedentes reativos.....	60

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Associação Nacional de Energia Elétrica
BIRD	Banco Interamericano de Desenvolvimento
COGE SEF	Comitê de Gestão Empresarial – Subcomitê Econômico-Financeiro
COPEL	Companhia Paranaense de Eletricidade
Cp	Consumo em Horário de Ponta
CRC	Conta de Resultados a Compensar
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
Dp	Demanda em Horário de Ponta
EGTD	Energia Garantida por Tempo Determinado
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ENERCALC	<i>Software</i> Análise de Tarifas de Energia Elétrica
ESNG	Energia Sazonal Não Garantida
F	Fora de Ponta
Fc	Fator de Carga
Fcp	Fator de Carga em Horário de Ponta
FS	Fora de Ponta em Período Seco
FU	Fora de Ponta em Período Úmido
GW	Gigawatt
HS	Horo-sazonal
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadoria e Serviços
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-ampère
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LABEEE	Laboratório de Eficiência Energética em Edificações
MME	Ministério das Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
P	Ponta
PS	Ponta em Período Seco
PRS	Plano de Recuperação Setorial
PU	Ponta em Período Úmido
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação de Remuneração
RGG	Reserva Global de Garantia
RGR	Reservas de Garantia e Reversão
Tc	Tarifa de Consumo
Td	Tarifa de Demanda



## RESUMO

**SÓRIA** Ayres Francisco da Silva. Influência do Sistema Tarifário e do Uso da Energia Elétrica sobre o Custo de Produção. Florianópolis, 2001, Dissertação ( Mestrado em Engenharia de Produção ) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSFC, 2001.

Este trabalho trata de uma metodologia de análise para aplicação aos consumidores atendidos em tensões superiores a 2,3kV, cujo objetivo é analisar a evolução do sistema elétrico sob o aspecto tarifário, as legislações que deram origem aos sistemas tarifários horo-sazonais, sua criação e aplicações. A metodologia proposta visa conduzir o consumidor ou o profissional que a aplica, através de um diagrama de blocos e de fluxogramas das análises, a reconhecer as possibilidades tarifárias aplicáveis aos casos estudados. A metodologia dirige a análise para a forma de utilização de energia elétrica na instalação, visando adequá-la ao melhor sistema tarifário possível e do interesse do próprio consumidor. Este trabalho apresenta como a forma de absorção da energia elétrica e, conseqüentemente, as suas variáveis influenciam nesta definição do melhor sistema tarifário, conhecimento especialmente importante nas mudanças de comportamento no uso da energia elétrica. Após esta adequação, e em função dos diferentes sistemas tarifários, a metodologia permite avaliar a adequação dos valores contratados e o comportamento do fator de potência, fatores que acabam onerando a fatura de energia elétrica. Na realidade, o trabalho tem um enfoque mais acadêmico, servindo para a transferência de conhecimento-suporte aos profissionais que estão iniciando as suas atividades neste campo.

**Palavras-chave:** sistema tarifário, energia elétrica, horo-sazonal.

## ABSTRACT

**SÓRIA** Ayres Francisco da Silva. The Influence of Tariff System and of the Electrical Energy Use on the Production Cost. Florianópolis, 2001, Dissertation (Master Program in Production Engineering) – Graduation Program in Production Engineering, UFSC, 2001.

This research deals with an analysis methodology for application to the consumers installed in tension upper 2,3kV, whose objective is to analyze the electrical system evolution under the tariff aspect, the legislation that has given origins to the horo-seasonal tariff systems, as well as its creation and applications. The methodology offered aims to lead the consumer or the professional who applies it, to recognize the applicable tariff possibilities to the studied case through diagrams and flowcharts. The methodology drives the analysis for the form of using the electric energy in the installation, aiming to adjust it to either the best possible tariff system or to the consumer's advantage. This study presents how the absorption form of electric energy and its variables influence in the definition of the best tariff system, especially important knowledge in the changes of the electric energy use. After this adequacy, and in function of the different tariff systems, the methodology allows to evaluate the contracted values and the power factor behavior, factors that rise the electric energy invoice. Actually, this study has an academic approach, serving as source of knowledge to the professionals who are initiating their activities in this field.

**Key-words:** : tariff system, electrical energy, horo-seasonal

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

No início deste milênio, um dos grandes desafios ao desenvolvimento industrial e dos países, de uma forma global, é a escassez dos energéticos, especialmente o elétrico. A partir do primeiro choque do petróleo, prenúncio de uma grave crise energética mundial, a opção brasileira, contrariando a tendência mundial, dirigiu-se para os setores das indústrias eletrointensivas, grandes consumidores de energia, apostando no seu considerável potencial energético a ser explorado ( Memória da Eletricidade, 1995). E, embora apresentasse tal potencial, há que considerar a defasagem na produção de energia refletida na demanda de nosso parque industrial, ainda deficiente de equipamentos e maquinários com melhores rendimentos, fruto dos avanços tecnológicos.

A principal fonte brasileira para a geração da energia elétrica é a água, que é uma das formas mais baratas e parecia ser uma das mais corretas ecologicamente para a obtenção da eletricidade. Os grandes aproveitamentos energéticos desta natureza, próximos aos centros de carga, estão praticamente esgotados, sobrando então os aproveitamentos de menor capacidade e os mais distantes dos centros urbanos. Nas duas situações, o custo da energia tenderá a ser obtido com um valor proporcionalmente mais alto do que os atualmente disponíveis, o que faria com que as tarifas de energia elétrica, hoje praticadas, sofressem um substancial aumento em seus preços. Esta situação parece inevitável.

As perspectivas mais consistentes apontam para o desenvolvimento de modelos mais eficazes que determinem os preços da eletricidade para uma estrutura competitiva, ou seja, o mercado livre de energia elétrica.

Estudos mais recentes têm concluído que, contrário ao que se pensava, as usinas hidrelétricas podem liberar na atmosfera mais gases causadores do efeito-estufa que as usinas a carvão. Este problema é originado pelo apodrecimento da vegetação que fica submersa quando as barragens são fechadas.

Os primeiros estudos neste sentido foram desenvolvidos a partir de 1996, não sendo limitados a alguns reservatórios como se imaginou no começo dos

estudos, sendo comprovadamente emitidos há décadas por todos reservatórios (SKINNER, 2000).

A função básica dos sistemas elétricos de potência é a de suprir os consumidores com energia elétrica da forma mais econômica e confiável. Sistemas economicamente adaptados permitem o equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade, procurando o custo mínimo e mantendo a qualidade do suprimento. Uma das características básicas do mercado livre de energia consiste no controle da demanda através das variações dos preços. Assim, quando se tem um consumo elevado de energia, um procedimento consiste em estimular a redução da demanda através do aumento dos preços, ou diminuindo-o em períodos em que o sistema elétrico estiver menos carregado.

Com esta visão, foram desenvolvidos, e oferecidos aos consumidores, alguns sistemas tarifários. A mudança de determinados hábitos na absorção da energia disponível, visa permitir que, com a mesma capacidade instalada, o setor elétrico possa atender maior número de clientes, postergando assim a construção de determinadas obras de geração e de transmissão muito caras. A contrapartida destes consumidores, além dos aspectos ambientais e cívicos, seria o pagamento de uma fatura proporcionalmente menor. Mesmo tendo a possibilidade de optar por estes novos sistemas, muitos consumidores não o fazem ou por desconhecerem estas oportunidades ou porque o custo de energia elétrica, em seus processos produtivos, não é significativo.

Dentro de qualquer instalação, independente do sistema tarifário ou da atividade desenvolvida na instalação, a conservação de energia será sempre uma ação inteligente. Porém, neste projeto de pesquisa se procurará explorar uma ação anterior à conservação que é a de analisar as características destes novos sistemas tarifários, os enquadramentos, mudanças tarifárias possíveis, características de funcionamento e formas de uso da energia elétrica, na busca do menor custo da mesma dentro de um processo produtivo.

Seria um trabalho incompleto para o consumidor de energia elétrica, analisando-se o lado financeiro da questão, prover a instalação com equipamentos mais inteligentes e com maior rendimento, se o mesmo estiver, por exemplo,

enquadrado em um sistema tarifário inadequado o que acaba não se refletindo em menor custo da energia.

Existem aplicativos que já exploram este assunto, tais como o *Software* para Análise de Tarifas de Energia Elétrica – ENERCALC do Laboratório de Eficiência Energética em Edificações – LABEEE da UFSC. No entanto, este trabalho não tem a pretensão de competir com as soluções já existentes, e sim analisar o “como” e o “porquê” para se chegar aos resultados finais. Assim, aqui será analisada, por exemplo, a importância do Fator de Carga, comparar-se-á a produção entre diversos meses, a utilização de carga em horário de Ponta, o impacto no custo de férias coletivas, etc..

Como praticamente não existe uma literatura que trate de todos estes assuntos, será dado aqui um tratamento mais acadêmico aos mesmos, pretendendo fazer com que este trabalho possa servir como fonte de pesquisa às instituições de ensino, além de permitir que os profissionais/clientes possam entender a composição do custo da energia elétrica para a sua própria produção e optar por sistemas tarifários que sejam melhores às suas empresas. Por este motivo, neste trabalho, será apresentada uma metodologia para que os próprios consumidores possam analisar as suas cargas e hábitos de uso de energia, na procura da melhor definição de contrato à instalação.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Os problemas enfrentados pelo setor elétrico e o seu desconhecimento por parte dos clientes consumidores já seria motivo bastante para que o autor se propusesse a desenvolver uma pesquisa neste campo.

Além disso, vários outros fatores vieram estimular a realização do trabalho; entre eles citam-se:

- O fato das tarifas de energia elétrica praticadas pelo setor cobrirem apenas o custo do serviço, não permitindo sobras para novos investimentos em usinas e transmissão de energia, cujo déficit acabará encarecendo os preços, somando-se também à possível falta de geração de energia elétrica para atender a demanda crescente de forma progressiva.

- Os profissionais que estão sendo formados pelas escolas e universidades, futuros funcionários responsáveis pelo tratamento destes assuntos nas unidades consumidoras, não estão sendo adequadamente preparados e orientados sobre o assunto, até por falta de fontes de consulta.

- A não opção por sistemas tarifários que representem menor custo na fabricação e/ou serviço, deve-se ao pouco conhecimento do assunto por parte dos consumidores, pela sua especificidade ou por falha na divulgação.

Neste contexto, o trabalho procurará facilitar ao leigo o entendimento da legislação, propiciando-lhe acesso a estes assuntos e conhecimentos específicos, fazendo uma *interface* entre a concessionária e o cliente.

### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho se propõe a pesquisar os diversos sistemas tarifários existentes, explorar as características de cada um e definir uma metodologia para permitir aos consumidores de energia elétrica, profissionais e estudantes, o conhecimento dos diferentes sistemas tarifários existentes, a fim de possibilitar a redução nos custos de energia elétrica.

#### 1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Caracterizar o problema e sua importância para o adequado desenvolvimento do sistema elétrico, permitindo melhor aproveitamento da sua capacidade instalada e menor custo na produção;
- Analisar e interpretar a criação dos novos sistemas tarifários e as portarias existentes sobre o assunto, visando a sua aplicabilidade aos diversos consumidores;

- Apresentar estudo de três casos, com a demonstração de metodologia proposta pelo autor desta dissertação.

#### 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho é composto de seis capítulos, acrescentando-se Referências Bibliográficas e Anexos, constando de: Introdução, Evolução do Setor Elétrico Brasileiro, Novas Estruturas Tarifárias, Modelo Teórico de Análise de Faturamento de Energia Elétrica, Aplicação da Metodologia Proposta em Estudo de três Casos, e Conclusões.

No primeiro capítulo, além da formulação do problema, estão a justificativa e os objetivos.

O capítulo dois consta de breve histórico do setor elétrico, explorando a sua trajetória durante as décadas de 70, 80 e 90, além da equalização e a desigualização tarifária ocorridas durante este período, enfocando os benefícios e as dificuldades oriundas das políticas tarifárias adotadas, ditadas pelas estratégias governamentais ao longo deste tempo.

O capítulo três analisa o surgimento das novas estruturas tarifárias, os motivos que as originaram e seus objetivos, a interpretação e apresentação das legislações emitidas a respeito destas novas estruturas tarifárias, aplicáveis aos consumidores do grupo "A", além da sua aplicabilidade às diversas instalações consumidoras.

No capítulo quatro será analisado como as diversas variáveis elétricas e a utilização da energia elétrica se relacionam sobre o custo da produção, além da apresentação de um modelo para facilitar o entendimento das diversas oportunidades tarifárias e conduzir o próprio cliente à melhor opção para a sua situação.

No capítulo cinco, será apresentado o estudo de três casos práticos de aplicação da metodologia proposta.

No sexto capítulo serão apresentadas as conclusões do trabalho, além de algumas recomendações e sugestões.

## **2 EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

A expansão do setor elétrico brasileiro, nestes últimos anos, foi garantido por fontes que combinavam imposto específico (IUEE), tarifas que visavam remunerar o investimento e a captação de recursos externos, especialmente nas décadas de 70 e 80 (ELETROBRÁS, 1997).

Com a dificuldade de captação de recursos externos, aliado à contenção tarifária a partir dos anos 80, foram reduzidos substancialmente os investimentos no setor com o adiamento e paralisação das obras, refletindo-se na deterioração do padrão de eficiência do setor.

Apesar dos problemas enfrentados pelo setor elétrico brasileiro não serem exclusivamente seus, uma vez que alguns problemas tais como a característica do uso da energia elétrica e o uso mais acentuado em alguns momentos do dia e época do ano, apresenta algumas características próprias que o diferenciam de alguns países, como o incentivo para o uso da energia elétrica durante a madrugada para o aquecimento d'água, via tarifa mais barata.

Por isso é conveniente salientar que o estudo está concentrado no setor elétrico brasileiro, suas características, regras de faturamento, medição e oportunidades de redução do custo, inclusive a análise de portarias e resoluções próprias, além de apresentar uma metodologia direcionada a consumidores faturados pela forma de distribuição nacional. Poder-se-ia, também, acrescentar um apanhado internacional sobre o assunto, enriquecendo esta pesquisa; porém isto foi deixado de lado porque se pretendeu abranger apenas a situação brasileira, além do que tornaria o trabalho extenso e desnecessário para esta proposição.

### **2.1 INÍCIO DA POLÍTICA NO SETOR ELÉTRICO**

Em 1962, com a aprovação da lei n.º 3890-A de 25.04.61, houve a constituição da Eletrobrás, com a função de ser o órgão federal responsável pelas diretrizes e condução de todo o setor elétrico brasileiro. Contudo, só em 1965 as suas atribuições e responsabilidades foram fixadas, de planejar a geração e



transmissão, ficando a distribuição da energia elétrica sob responsabilidade das concessionárias estaduais de energia elétrica.

A energia elétrica sempre foi e continua sendo a principal fonte de produção dentro da matriz energética do País, existindo a preocupação e a dificuldade de se determinar, com justeza, o custo que os diversos consumidores representam ao sistema, o que jamais foi conseguido na sua totalidade.

O período entre a segunda metade dos anos 60 e a primeira metade dos anos 70 foi aquele em que o sistema elétrico se mostrou mais equilibrado. As tarifas praticadas foram suficientes para cobrir os custos e manter uma remuneração entre 10 e 12 %. Em alguns anos da década de 60 as tarifas chegaram a crescer acima da inflação (COGE SEF – 13/88, 1988).

As tarifas aplicadas pelo setor elétrico, em função dos custos, sempre contiveram mecanismos que asseguraram a prática de tarifas inversamente proporcionais às tensões de fornecimento, espelhando um custo maior para os níveis de tensão menor.

Na média, os resultados financeiros para as concessionárias foram bons. O mesmo não se pode dizer para os consumidores, pois esta estrutura tarifária não levava em consideração o “momento” em que a energia elétrica era efetivamente absorvida, considerando os custos sempre os mesmos, independente da hora e do dia de sua utilização. A busca do preço justo, individual do cliente, era então comprometido, pois não espelhava fielmente o que as diversas formas de absorção de energia custavam ao sistema, pois a fixação do preço da energia elétrica a ser praticado representa problema de difícil resolução pela dificuldade de se analisar e caracterizar os reflexos que a “forma de consumir” a energia impacta ao sistema elétrico.

Até a primeira metade da década de 70, aproximadamente 80 % dos investimentos das concessionárias era de recursos internos e, apesar de já distorcidas, as tarifas permitiam uma remuneração mínima legal de 10 %. Porém, a sua segunda metade foi afetada pelas crises do petróleo, mais, especialmente, pela crise mundial resultante da política dos Estados Unidos de elevação da taxa dos juros e da desvalorização do dólar. Além do aumento significativo da dívida externa,

a captação de recursos externos se tornou muito cara, exatamente quando o setor necessitava de grandes investimentos.

Nesta época, utilizando-se do desempenho recente das empresas de energia elétrica, o governo as utilizou para captação de recursos nos mercados internacionais, e não de aplicar nelas recursos internos. O resultado desta política foi o endividamento das empresas do setor elétrico na busca de seu crescimento, necessário para garantir o desenvolvimento brasileiro. Esta situação foi agravada ainda mais com a desvalorização da moeda nacional nos anos de 1979 e 1983 e com a incidência de juros internacionais maiores (SILVA, 1996).

Assim, durante as décadas de 70 e 80, o setor elétrico foi utilizado pelo governo como instrumento político para tentar controlar a inflação. A fixação de tarifas injustas e irreais impediram a possibilidade de se autofinanciarem, tornando as empresas do setor elétrico deficitárias.

## 2.2 A TRAJETÓRIA DOS ANOS 70

A trajetória do setor, durante a década de 70, foi caracterizada especialmente pelo impacto causado pelo choque do petróleo nas economias mundiais que, desde o final dos anos 60, experimentavam um grande crescimento. Este impacto, em 1973, fez com que o mundo capitalista enfrentasse a sua primeira crise séria do pós-guerra (ELETROBRÁS, 1995).

No campo político, a Presidência da República foi assumida pelo general Ernesto Geisel em 1974, com o compromisso interno da abertura política, pressionado pelas tensões sociais geradas, pela alta inflação da época e tendo de lidar com um cenário externo bastante perturbado e uma dívida externa que crescia como uma bola de neve. O choque do petróleo, apenas, foi um novo fator para a instabilidade e desequilíbrio da economia brasileira.

Como reflexo desta situação, houve uma queda na taxa de crescimento industrial, aumento do desemprego e ajustes na área monetária, gerando uma grande crise no comércio internacional e uma grande recessão mundial. No início do governo Geisel não estava claro como enfrentar estas situações.

Com o objetivo de tentar manter o crescimento, o governo buscou a estabilidade monetária. Se o setor econômico privado viesse a reduzir os seus investimentos, o setor público tentaria manter o crescimento da economia brasileira com pesados investimentos nas indústrias de base e na infra-estrutura.

Contrário ao sinalizado mundialmente, uma grande crise energética mundial resultou do choque do petróleo e, talvez em função dos resultados do setor elétrico obtidos até então, o governo brasileiro optou por absorver as grandes indústrias eletro-intensivas, grandes consumidoras de energia elétrica, tais como indústrias metalúrgicas, de alumínio, etc., desprezando os processos de racionalização e conservação de energia elétrica.

Os técnicos brasileiros, ignorando as grandes transformações da economia mundial, anunciavam uma taxa de crescimento da indústria de 12 % ao ano. O Plano 90, de dezembro de 1974, mostrava esta tendência apontando um crescimento do consumo de energia elétrica a um ritmo de 12 % ao ano e de um crescimento da capacidade instalada superior a 10 % ao ano, incluindo aí a construção da usina de Itaipu (ELETROBRÁS, 1995).

Em função da opção de se manter o desenvolvimento econômico apoiado na indústria pesada, desprezando-se a indústria de bens de consumo que, proporcionalmente, utilizava menor quantidade de energia elétrica em seus processos produtivos, as diretrizes traçadas tiveram de ser modificadas, pois ficou claro que o crescimento industrial brasileiro só se sustentaria com grandes subsídios fiscais ou na forma de tarifas e de preços corrigidos abaixo da inflação.

Para manter este desenvolvimento, foram executadas operações com taxas de juros muito abaixo das reais, em alguns casos até negativas.

A energia elétrica foi uma das mais afetadas por este processo. A tarifa média começou a ser achatada a partir de 1975, chegando em 1978 com um valor aproximadamente 30 % menor do que a praticada em 1975. Começa então a quebra dos padrões de crescimento definidos para o setor de energia elétrica no passado.

A partir daí, as tarifas não mais permitiam que o setor pudesse gerar recursos para o seu desenvolvimento. Os investimentos do setor elétrico passam, então, a ser financiados por recursos externos, já que, prioritariamente, o endividamento servia para atender a política econômica do governo. O setor elétrico

tinha ainda fôlego para sustentar os primeiros anos desta política, porém esta reserva e esforço tinham um limite.

Embora a situação internacional ainda permanecesse indefinida, desenhava-se uma crise do sistema financeiro mundial. O Brasil enfrentava grandes problemas gerados pelas tensões inflacionárias do período e, também, problemas nas suas contas externas, necessárias para manter a nova diretriz de crescimento.

A captação de recursos externos se tornava mais difícil. As negociações eram executadas em condições cada vez mais desfavoráveis com taxas de juros mais caras e flexíveis. Os prazos para a amortização e carência se tornavam cada vez mais curtos.

A partir de 1978, o Brasil passa a contrair empréstimos para pagar outros empréstimos mais antigos, transformando-se em uma grande bola de neve que parecia não mais ter fim.

Apesar de toda esta situação, foi uma época de grandes feitos para o setor elétrico. É desta época o projeto da usina de Itaipu. Houve também grandes evoluções na operação do sistema elétrico brasileiro com a Eletrosul, Eletronorte, Furnas e Chesf, assumindo os seus papéis no sistema Eletrobrás. A operação dos sistemas interligados otimizava a geração e transmissão de energia, e havia, também, clara divisão entre o sistema de geração e o mercado consumidor de energia elétrica.

A edição do Plano 90 em 1974 e do Plano 95 em 1979 inseriu o planejamento no setor, assumindo grande importância na administração. Isto tornou o setor elétrico uma das principais áreas do planejamento da administração governamental e uma das áreas exemplares da administração pública.

No meio da década de 70, quando se discutia a construção da usina de Itaipu, muito se questionava quanto ao seu tamanho. Muitos a consideravam grandiosa demais, bastante acima das necessidades do País, tendo em vista as perspectivas que se visualizava da economia brasileira. O futuro mostrou que houve um grande crescimento no consumo de energia elétrica no Brasil, fruto talvez da opção pelas indústrias energívoras. O fato é que a obra se mostrou totalmente adequada às necessidades, e a capacidade geradora foi integralmente absorvida por este crescimento da carga.

Nesta época, o crescimento da economia brasileira foi inteiramente sustentado pelo setor público, pois o setor privado nacional investia apenas o mínimo que era solicitado. Como a economia mundial se encontrava em crise, não havia também grandes investimentos do capital privado estrangeiro. O setor público tinha, então, de procurar manter, praticamente sozinho, o crescimento da economia brasileira.

Em 1979, ocorre o segundo choque do petróleo. A balança de pagamentos brasileira simplesmente se descontrolou. Observa-se que, no final dos anos 70, o setor elétrico era responsável por algo em torno de US\$ 20 bilhões da dívida total brasileira, dependendo totalmente das flutuações do mercado internacional. Nos dois últimos anos desta década, a dívida do setor havia dobrado de valor (ELETROBRÁS, 1995).

Piorando a situação, o governo brasileiro, em 1979, provocou uma máxidesvalorização, piorando a situação de endividamento do setor em moeda estrangeira.

A década de 70, foi a época dos grandes projetos hidrelétricos, garantindo, para os anos vindouros, uma boa reserva e uma grande flexibilidade operacional do sistema interligado. Devido ao planejamento adequado, as ações garantiram a manutenção de aceitáveis padrões de qualidade, confiabilidade e eficiência na operação do sistema como um todo e no atendimento ao mercado consumidor. Este planejamento do setor elétrico rendeu o reconhecimento, até hoje, dentro da administração pública brasileira.

Os setores básicos da indústria se expandiram, e o Brasil se tornou exportador de muitos insumos e bens de capital, tais como papel e celulose, tornando-se ainda auto-suficiente em produtos petroquímicos e fertilizantes.

Os anos 80, porém, foram muito dramáticos para as economias mundiais, especialmente para as economias que se encontravam em um estágio menos avançado e dependentes totalmente de empréstimos internacionais, nas quais se enquadrava o Brasil.

## 2.3 A TRAJETÓRIA DOS ANOS 80

A década de 80 é lembrada como a década perdida no setor de energia elétrica. O segundo choque do petróleo, ainda recente, e a crise internacional era o prenúncio de dias difíceis para o setor e para a economia brasileira como um todo.

Nesta década, a economia apresentou grande instabilidade. O crescimento da economia foi inferior ao crescimento da população, resultando em uma renda *per capita*, em 1990, inferior a observada no começo da década. O consumo de energia elétrica, em contrapartida, tendo de sustentar os projetos industriais, planejados na década de 70 e implantados nesta e sentindo os efeitos de uma tarifa muito baixa que não motivava o combate ao desperdício de energia, cresceu a taxas muito altas (ELETROBRÁS, 1997).

Sob a regência do setor econômico brasileiro, por toda a década, o aspecto financeiro se impôs aos demais. As condições de geração própria de recursos, que se degeneraram, aliada ao grande endividamento externo do período, provocaram a estagnação econômica e financeira do País.

O setor elétrico, nos primeiros quatro anos da década de 80, experimentou elevado endividamento externo, em condições extremamente prejudiciais, com taxas de juros muito altas e com prazos de amortização muito curtos.

Novamente a área elétrica deu a sua cota de sacrifício, atraindo recursos externos e ajudando a financiar o *déficit* da balança de pagamentos brasileira, chegando a uma dívida aproximada a US\$ 20 bilhões, já citada, vencíveis, grande parte destes empréstimos, em prazos curtos.

Grande parte do planejamento do setor elétrico brasileiro começou a ser desestruturado. A declaração de moratória do México, em 1982, foi a fase mais crítica da economia mundial.

O Fundo Monetário Internacional - FMI, ao definir as suas metas, obriga o Brasil a um redirecionamento de sua política econômica, adotando uma estratégia altamente recessiva. O País se concentra no esforço de aumentar as suas exportações como forma de equilibrar a balança comercial brasileira.

O ano de 1983 foi o mais difícil em relação ao desemprego e a recessão. No ano seguinte, as exportações começaram a dar os seus primeiros resultados práticos, tendo a balança comercial um resultado mais satisfatório.

A renegociação da dívida externa e novos empréstimos passaram a ser mais difíceis de se concretizar em função de novas exigências de preservação do pagamento e da liquidez do Brasil, perante o sistema financeiro internacional. Esta situação fez com

que desaparecessem os recursos externos para financiamento de investimentos na economia brasileira e, particularmente, no setor elétrico já endividado.

As negociações internacionais passaram a ficar bem difíceis, ocasionando graves dificuldades de relacionamento entre algumas concessionárias do setor.

As condições de expansão para as empresas federais e estaduais, anteriormente, nos anos 70, foram feitas em condições de financiamento muito satisfatórias. Esta condição gerou uma tendência de redução de capacidade de geração interna de recursos, fruto também da aplicação de tarifas em níveis abaixo do desejável.

Algumas empresas investiam e propiciavam a expansão do sistema elétrico, porém, não eram aquelas que tinham a maior capacidade de geração de recursos internos. Assim, a empresa que investia não possuía recursos, enquanto outra, que não investia, obtinha resultados financeiros satisfatórios.

Na intenção de minimizar o problema, as empresas lucrativas passaram a repassar recursos para aquelas que precisavam investir. Esta transferência de recursos começou a tomar-se desgastante para as empresas, gerando insatisfações.

O governo federal, através da Lei n.º 1.849, de 1981, elevou a quota de reversão e determinou que esta transferência de recursos entre as empresas do setor passasse a ser definida por uma remuneração média determinada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. Esta lei gerou um dos maiores conflitos da década entre as empresas concessionárias e as empresas do sistema federal do setor de energia elétrica.

A recessão econômica, entre os anos 1981 a 1983, agravou ainda mais as condições do setor elétrico, pois, por exemplo, o consumo industrial que havia crescido acima de 10 %, do ano de 1980 para 1981, praticamente se manteve constante durante o ano seguinte. A saúde financeira do setor, evidentemente, foi prejudicada (LIMA, 1995).

Como o planejamento do sistema elétrico previa crescimento para o período, surgiram algumas capacidades ociosas em pontos do sistema interligado. Tendo em vista o preço do petróleo e esta capacidade ociosa, o governo criou as energias subsidiadas Energia Garantida por Tempo Determinado – EGTD e depois a Energia Sazonal Não Garantida – ESNG. Estas tarifas eram bastante subsidiadas e se destinavam a atender alguns segmentos específicos de consumidores que

necessitavam de energia térmica, e, prioritariamente, destinavam-se a substituir o uso de derivados do petróleo, reduzir os custos de produção com o conseqüente aumento de competitividade internacional aos produtos por elas fabricados, que se destinavam à exportação (COGE SEF 13/88, 1988).

Após o ano de 1983, o consumo da energia elétrica no segmento industrial voltou a crescer, demonstrando uma boa recuperação. Para esta recuperação muito contribuíram os subsídios dados pelas tarifas especiais. Como as tarifas eram subsidiadas, o ganho financeiro das empresas não se refletiu na mesma proporção e mostrava, mais uma vez, o setor elétrico dando a sua contribuição aos interesses econômicos brasileiros.

O planejamento do setor elétrico, referência na administração pública brasileira, foi bastante prejudicado pela situação da economia mundial e acabou se rendendo aos problemas de questões de fluxo de caixa e às condições de pagamento das dívidas.

No início da década, já se discutia a autonomia do setor elétrico e das empresas públicas, que estavam sendo amordaçadas pelo governo central. A autonomia das empresas públicas já vinha sofrendo restrições desde a criação, em 1979, da Secretaria Especial de Controle das Estatais – SEST, oriundas da crise fiscal brasileiro.

Diante do novo fato, as empresas tiveram de mudar o seu comportamento, pois foram obrigadas a submeter ao governo federal os seus programas e as suas diretrizes econômico-financeiras. A interferência do governo central afetou todo o setor produtivo estatal com cortes determinados pela administração econômico-financeira do governo. A partir deste momento, o planejamento do setor elétrico foi prejudicado na sua capacidade de definição de programas e prioridades, ficando impossibilitado da manutenção do planejamento que o setor elétrico havia começado na década de 60 e aperfeiçoado nos anos 70.

O sistema elétrico chega a uma situação crítica econômica e financeiramente. É elaborado então o Plano de Recuperação Setorial – PRS com a participação de diversos órgãos do governo. Este plano, aprovado em 1985, é submetido à análise do Banco Mundial que o aprova e, cumpridas as metas traçadas no próprio plano, compromete-se a apoiá-lo na sua implementação.



Entre estas metas estava a redução do endividamento e a capitalização das concessionárias e a elevação da remuneração do investimento para um patamar de 10 % até o ano de 1989.

O Plano Cruzado, em 1986, atendendo às necessidades econômicas do governo, mantém as tarifas congeladas em níveis muito baixos, o que não assegura a remuneração que havia sido estabelecida às concessionárias, vindo a limitar a capacidade de geração de recursos, impedindo a possibilidade de reinvestimento pelo setor. A remuneração média que, esperava-se, iria crescer para um patamar de 7 %, reduziu-se para apenas 4,2 % em 1986.

Mais uma vez o setor de energia elétrica sofre interferência da área econômica do governo em seu planejamento, pois os mentores do plano não entenderam a necessidade de realinharem os preços e tarifas praticados até então.

O Plano 2010, bastante ambicioso, previa a expansão do sistema elétrico para a Amazônia e para a bacia do Rio Uruguai. Também este plano não pôde ser viabilizado na forma do planejamento do setor elétrico, praticado nos anos 70 (ELETROBRÁS, 1995).

Um novo fator passou a ser incorporado nos planejamentos do setor elétrico nesta década, que foi o estudo dos impactos que as diversas obras do setor causavam ao meio-ambiente. As dificuldades de implantação e viabilização dos diversos projetos passaram a sofrer interferências políticas e ambientais.

Apesar desta situação de dificuldades econômico-financeiras, dentro do setor elétrico, iniciou-se uma discussão interna que culminou com a opinião, praticamente geral, de que o modelo planejado e iniciado nos anos 60 se esgotava, devido, especialmente, à dificuldade de autofinanciamento do setor.

Teve início então a Revisão Institucional do Setor de Energia Elétrica – REVISE. Elaborado entre os anos de 1987 e 1988, debatia diversas propostas, tais como a revisão do Código de Águas, a questão tarifária e o financiamento do setor elétrico brasileiro. Esta estrutura criada pelo governo tinha como meta repensar um novo modelo estrutural para o setor. Após trabalhos exaustivos, onde muitos e importantes atores do processo foram ouvidos, esta revisão foi frustrada por questões essencialmente políticas, não se chegando a resultados práticos e satisfatórios.

A diretriz que regia um planejamento de longo prazo começou a ser perdido pelo setor de energia elétrica, devido a todos problemas de restrições e limitações impostas pelo setor econômico-financeiro.

No final da década, diversos programas de estabilização e ameaças sistemáticas de desequilíbrio inflacionário faziam parte do dia-a-dia dos brasileiros.

Especialmente no final da década de 80 e começo da década de 90, o setor elétrico foi assolado por uma inadimplência generalizada entre as empresas do setor. Como ninguém pagava a ninguém, este foi um dos maiores problemas que colocaram em risco a sobrevivência do setor.

Apesar de todos os contratempos enfrentados pelo setor de energia elétrica brasileiro, o mesmo demonstrou, consequência de seu passado recente, uma organização e uma administração invejável que lhe permitiu concluir quase todos os seus projetos. Enfrentando as dificuldades, o setor demonstrou a sua capacidade de procurar soluções alternativas que permitisse planejar e pensar nos seus problemas.

## 2.4 A TRAJETÓRIA DOS ANOS 90

A chegada da década de 90, com ameaça constante da alta inflação, começa com o plano de estabilização do governo Collor, que propunha algumas reformas do Estado. No início da década de 90, o setor elétrico, em função das restrições impostas e sua falta de autonomia, chega a uma situação crítica, com grande inadimplência entre as empresas públicas e empresas privadas. Esta situação foi altamente desestruturadora para a adequada coordenação e operação do sistema interligado.

Timidamente começa a se vislumbrar uma saída para esta situação penosa. Não muito bem organizadas, surgem algumas alternativas para a expansão do sistema, começando-se a discutir a privatização do setor elétrico e o papel do Estado e da Eletrobrás. Esta privatização de serviços, até então sob responsabilidade do Estado, teve a intenção de reduzir sua presença no setor, um componente político e, especialmente, pela incapacidade do governo em disponibilizar recursos para os investimentos que se fariam necessários.

Como foi frustrada a reforma, o antigo modelo fecha o seu ciclo em 1993, dando origem à Lei 8.631, que dá partida ao processo de transição ainda hoje vivenciado, e, paralelamente, procura-se dar um novo encaminhamento à questão tarifária. Esta importante lei determinou a extinção do serviço pelo custo com remuneração garantida e o fim da equalização tarifária, a assinatura dos contratos de suprimento e do acerto de contas entre as empresas do setor muito importantes econômica e financeiramente para as concessionárias.

Muitas concessionárias estaduais, responsáveis pela distribuição da energia elétrica, possuíam grandes dívidas com as empresas de geração e transmissão que as supriam. Estas empresas, embora faturassem a energia elétrica de seus consumidores finais, não repassavam o percentual correspondente às suas empresas supridoras.

Estas dívidas acabaram sendo equacionadas através de um artifício contábil-financeiro pelas empresas devedoras. Como a legislação vigente previa o cálculo da receita que as concessionárias teriam direito e como o efetivamente obtido era sistematicamente menor, fruto do baixo nível da tarifa autorizada, as concessionárias, pela legislação vigente, lançavam a diferença em “resultados a compensar”.

Buscando resolver o problema e melhorar o relacionamento, começando novo ciclo, foi proposto se fazer o encontro de contas entre os créditos das concessionárias estaduais nos “resultados a compensar”, que foram assumidos pela União Federal, e os débitos das empresas estaduais gerados pela energia recebida e não quitada.

A conta entre a remuneração garantida e o resultado efetivo, devido ao achatamento tarifário, propiciou às concessionárias estaduais acumularem um *déficit* de receita da ordem de US\$ 30 bilhões. Estes valores eram acumulados na Conta de Resultados a Compensar – CRC, que acabou sendo extinta pela Lei 8.631.

A extinção da CRC foi um passo muito importante para a transição, com os seus créditos totalmente equacionados utilizando um complicado mecanismo de compensação, com fluxos internos e externos ao setor elétrico. O Tesouro Nacional assumiu a compensação dos créditos remanescentes, através da emissão de títulos pelo Governo. A partir do equacionamento destes créditos, o saneamento

econômico-financeiro das empresas deu um importante passo. A desqualificação tarifária, porém, foi a principal marca deste processo de mudança, pois deu início a um processo que era desconhecido ao setor: o processo de competição entre as concessionárias, especialmente na captação de novos clientes.

Quebrando os paradigmas do setor, começou-se a tratar da questão do “consumidor livre”, estabelecendo-se para determinados consumidores a livre escolha de seu fornecedor de energia elétrica.

Esta liberdade passou a ser estendida de forma gradual a partir daqueles consumidores atendidos em tensão superior a 69 kV e que possuísssem uma demanda maior que 10 MW.

A remuneração livre foi um importante passo no processo de mudança, pois acabou com as transferências internas entre as empresas que desmotivava e induzia as empresas à ineficiência.

Quando da aplicação da Lei 8.631, a tarifa média praticada pelo setor era de US\$ 32,50 por MWh, sendo o menor valor até então aplicado.

Foi firmado, então, um acordo para tentar recuperar o nível tarifário, em duas etapas. A primeira etapa consistiu na aplicação de seis aumentos reais de 8,0 % e/ou de 8,77 %, até outubro de 1993, nas tarifas de fornecimento aos consumidores e nas tarifas de suprimento entre as empresas. A segunda etapa consistiu em um trabalho, executado pelo DNAEE, que visava à redução de custos e aumento de eficiência, o que permitiu avaliar o sistema tarifário até então, gerando com isto a revisão tarifária executada em 1995.

Na tentativa de estimular os consumidores a dar a sua contribuição ao setor, com a utilização de equipamentos e processos mais eficientes, paulatinamente são reduzidos os subsídios das tarifas. Estas ações acabaram elevando a tarifa média para US\$ 69,00 o MWh.

A Lei 8.631 e o encontro de contas representam um importante acerto do patrimônio das empresas e representam um dos grandes passos na tentativa de se reestruturar o setor elétrico, para um planejamento de curto e médio prazos. Para o setor planejar a longo prazo, com confiança, é necessário que haja estabilidade política e econômico-financeira no País, pois ameaças freqüentes de quebra de

contratos, crises financeiras e moeda fraca impedem planejamentos mais longos e audaciosos.

## 2.5 A EQUALIZAÇÃO TARIFÁRIA

A equalização tarifária foi instituída pelo Decreto-Lei n.º 1.383, em 1974 pelo Presidente Ernesto Geisel. A partir daí, a lógica de determinação das tarifas a serem praticadas no setor mudaram radicalmente. O âmago deste decreto foi o de estabelecer tarifas iguais a serem aplicadas a consumidores de mesma característica, independente se a concessionária fosse pública ou privada e da localização geográfica do consumidor (SILVA, 1996).

Esta decisão foi adotada em função do primeiro choque do petróleo no ano anterior e se baseava, principalmente, na possibilidade das reservas de petróleo se acabarem e de que a remuneração dos capitais produtores do mesmo fossem insuficientes. Evidentemente que esta ação permitiria a submissão estratégica do setor à política governamental. Pretendia-se com isso reduzir os custos médios e ainda assegurar a remuneração mínima legal às empresas, assegurando-se a expansão e o equilíbrio econômico-financeiro do setor, submetendo-os à política macroeconômica do país.

Coube ao DNAEE a incumbência de fixar as tarifas a serem praticadas, baseado nos custos nacionais dos serviços de eletricidade. Como, até então, as tarifas eram diferenciadas entre as concessionárias, foram instituídos fundos de compensação para compensar os excessos de receitas de algumas empresas com aquelas que apresentassem déficit na sua receita.

Foi estabelecida uma equalização tarifária progressiva em todo o País, apoiada em um objetivo maior do governo brasileiro que era o de viabilizar a utilização da energia elétrica naquelas regiões mais afastadas onde o atendimento se mostrava muito caro.

No entanto, o governo não estabeleceu nenhuma regra de como seria viabilizada esta equalização, ficando sob a responsabilidade do DNAEE a implementação da medida.

O DNAEE, considerando o novo cenário de tarifas equalizadas, julgou desnecessário que cada empresa continuasse executando os seus cálculos

tarifários. Assim, cada concessionária passou a fornecer ao DNAEE não mais os seus custos separados, inclusive por nível de tensão, mas apenas os próprios custos. Através destas informações são emitidas as portarias tarifárias, procurando aproximar os mais variados preços praticados pelas concessionárias, mantendo, porém, a diferenciação em função do nível de tensão, já existente, de atendimento ao consumidor.

Esta nova sistemática fez com que as tarifas praticadas cada vez mais se afastassem dos custos de fornecimento calculados pelas antigas regras. Devido à complexidade da determinação do custo do serviço que foi prestado a cada grupo de consumidores, a justiça desta cobrança se constituiu um mero acaso. Se pelo método antigo, bem mais detalhado, já era muito difícil a determinação destes custos individuais, pelo novo método, mais genérico, a dificuldade ficou muito maior ainda. O resultado foi que algumas empresas apresentaram, em um primeiro momento, remunerações acima dos limites legais, enquanto outras acabaram ficando abaixo (DNAEE, ELETROBRÁS, 1981).

Visando minimizar e corrigir esta situação, empregaram-se alguns artifícios, tais como sobretaxar as tarifas de suprimento para aquelas empresas que obtinham remuneração acima do limite fixado e repassar esta diferença para as tarifas de suprimento daquelas que não atingiam o mínimo esperado. Deu-se, assim, uma nova função às tarifas de suprimento que foi, em um primeiro momento, regular o equilíbrio financeiro do sistema elétrico.

Se todas as empresas tivessem a mesma eficiência, este mecanismo talvez até tivesse funcionado melhor. Teoricamente este mecanismo era perfeito, se for considerado que todo o sistema acabava ajudando no atendimento daquelas empresas que supriam de energia elétrica as áreas mais distantes e difíceis e que, conseqüentemente, apresentavam custos mais elevados. No entanto, na prática, observava-se que o mecanismo acabava punindo as empresas que eram mais eficientes e que acabavam sendo tratadas de modo igual às aquelas menos eficientes. Isto era, no mínimo, desmotivador às concessionárias que buscavam excelência de serviços e otimização de seus recursos, ou seja, o sistema era incompetente para diferenciar o desempenho das diversas empresas.

Dificultando ainda mais a fixação das tarifas a serem praticadas, através do Decreto 83.940, o governo, em 1979, atrela a fixação ou reajuste de qualquer tarifa e

preço à aprovação prévia do Ministro do Estado Chefe da Secretaria do Planejamento. Os critérios se tornaram totalmente distorcidos, pois as tarifas passaram a atender outras finalidades fixadas pela área econômico-financeira do governo, tais como o combate à inflação. Isto ocasionou uma redução violentíssima nos níveis de remuneração dos investimentos do setor.

Através do Decreto-Lei 1849, de 1981, é criada a “Remuneração Média do Setor” que serve de base para a fixação das quotas de transferência dos recursos entre as concessionárias. Isto permitiu a equalização e remuneração das concessionárias em níveis muito abaixo dos valores que permitissem uma remuneração justa do capital empregado à expansão do sistema e à melhoria do serviço. O equilíbrio econômico-financeiro das empresas não se mantém. Desta forma, entre 1979 e 1986, as taxas de remuneração foram sendo reduzidas, mesmo sendo calculadas sobre um valor desvalorizado.

Em torno dos anos de 1981 e 1982, começa a inadimplência das concessionárias no recolhimento das Reservas de Garantia e Reversão, iniciando também, a partir de 1982, uma das maiores recessões do mercado, o que veio reduzir mais ainda a receita do setor, agravando as dificuldades que já eram grandes e, no ano seguinte, aconteciam as inadimplências no recolhimento das RGR e da energia de suprimento .

Tentando minimizar os problemas e visando a uma gradual recuperação do setor, o governo faz um acordo com o BIRD. As concessionárias das regiões Sul e Sudeste se posicionaram contra a equalização tarifária.

Durante o primeiro semestre de 1985, as tarifas permanecem congeladas, havendo uma compensação tarifária no segundo semestre. As reservas de geração, conseguidas ao longo da década de 70, foram, entre os anos de 1981 a 1984, absorvidas pelas tarifas subsidiadas. Isto foi agravado ainda pelo fato de que houve, simultaneamente, adiamento de obras de geração e nenhum novo investimento no setor, ou seja, acabaram-se as sobras de geração e não foi feito nenhum investimento paralelo, provocando a necessidade urgente de retomada de investimentos.

Tiveram início, então, algumas grandes obras de geração, tais como Itaipu e Tucuruí e o desastrado Programa Nuclear. Isto obriga a Eletrobrás a aplicar o restante dos recursos gerados no Setor Elétrico nestas obras, diminuindo a sua

participação nas concessionárias e provocando ainda mais necessidades de recursos às mesmas.

A elevada dívida e a contenção tarifária impediam o setor elétrico de compensar o déficit de recursos que cada vez se tornava maior. Isto acabou aumentando os seus passivos circulantes que se constituíam de débitos com a energia de suprimento, com a RGG, com a RGR e com alguns fornecedores.

Dentro da orientação econômica governamental, as tarifas equalizadas foram utilizadas como instrumento de combate à inflação, motivo por que possuíam patamares baixos. Os resultados eram muito mais morais do que práticos, pois se supervalorizava o peso que a energia elétrica tinha nos processos industriais que geralmente não chegava a 3 % do faturamento bruto das empresas. Para se ter uma idéia da importância e o peso que a energia elétrica tinha sobre o custo de vida de então, estudos mostravam que, se fosse aplicado um aumento real de 50 % sobre a tarifa praticada na época, isto impactaria algo em torno de 4,2 % no custo de vida. Pela estratégia adotada na época, ou a falta dela, o governo não tomou nenhuma atitude para minimizar o problema, esquecendo que o setor era responsável por algo em torno de 20 % da dívida externa do País.

A disponibilidade de recursos do setor se reduziu ainda mais com a RGG. O equilíbrio econômico-financeiro das empresas ficou ameaçado, pois as mesmas tiveram de transferir recursos umas às outras, mesmo não atingindo as taxas históricas e legais de remuneração do investimento. Isto exigiu das empresas mais rentáveis sacrifícios ainda maiores ao transferirem os recursos às outras nem sempre bem administradas. O estímulo ao mau desempenho e à ineficiência foi completado quando estas mesmas empresas passaram a ser taxadas de más pagadoras de seus compromissos financeiros com o governo ao não recolherem os valores que deviam à RGG.

Através do Decreto-Lei n.º 2.432, de 1988, o governo estabeleceu condições econômico-financeiras melhores para a manutenção e o equilíbrio das concessionárias, criando, também, novos instrumentos econômicos, tais como:

- Permite às concessionárias aplicarem até 49 % dos recursos arrecadados à RGG em seus próprios sistemas elétricos. Isto resgata, de alguma forma, a motivação da eficiência, pois acaba sendo uma forma da concessionária



transferir aos seus consumidores um serviço melhor, fruto de seu desempenho superior;

- Mantém, porém, o princípio da equalização tarifária;
- Autoriza às empresas negociarem os seus créditos da Conta de Resultados a Compensar – CRC, com os ativos da União; e
- Cria a conta Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR, acabando com a utilização da “remuneração média” para a transferência de recursos na composição da RGG. Esta conta vem substituir a RGG e permite às concessionárias o não recolhimento de recursos, caso não tenham atingido a taxa legal de remuneração de 10 a 12 %, não sendo mais limitadas à taxa média do setor. Esta ação, apesar de não desatrelar totalmente as concessionárias mais eficientes das demais, cria margem maior a estas para o seu crescimento (SILVA, 1996).

Como evolução natural, em 1991 é emitido o Decreto-Lei n.º 409, através do qual o governo federal permite que as concessionárias encaminhem suas propostas de reajustes tarifários, baseadas em seus próprios custos. Como os preços nacionais continuam sendo equalizados, a ação tem o efeito prático de aprendizado para estas empresas ao reaprenderem a sistemática de formação das tarifas.

Ao se analisar a evolução do setor elétrico brasileiro, fica a impressão de que a equalização tarifária, em si, foi a causadora de todos os males do setor. Convém, esclarecer que a equalização foi apenas uma ferramenta, utilizada pela área econômica do governo para facilitar a sua ingerência sobre o setor.

Os verdadeiros responsáveis pelo desequilíbrio, que o setor atravessou, foram as diversas medidas e diretrizes traçadas para o setor pela área econômico-financeira do governo federal, que seriam tomadas estando as tarifas equalizadas ou não. Entre estas medidas, pode-se citar algumas:

- Retenção das tarifas autorizadas para aplicação, em valores muito aquém do necessário, para permitir que as empresas pudessem investir em novas obras que assegurassem a sua evolução, ou que pudessem pagar suas dívidas. Isto obrigou as empresas a ficarem rolando suas dívidas, em condições cada vez mais adversas, condenando-as a eternas devedoras;

- Esta falta de poupança interna para a execução das obras, necessárias às suas evoluções, e para o atendimento ao mercado consumidor, com altas taxas de crescimento, obrigou as empresas a captar empréstimos interna e externamente. A remuneração dos empréstimos fez com que as dívidas crescessem muito, provocando com isto a insolvência;
- Execução de cortes sistemáticos nos principais investimentos, necessários para a continuidade do sistema elétrico, prejudicando o andamento das obras e aumentando os seus custos;
- Criação de tarifas subsidiadas para determinados segmentos de indústrias energívoras, tais como alumínio, eletrificação rural, e populista para favorecer a população de baixa renda.

Independente da equalização tarifária, estas ações seriam desenvolvidas pelo governo, pois fizeram parte de uma estratégia político-econômico-financeira do País. Inegavelmente, que a equalização tarifária facilitou as ações e a implantação destas medidas, ao facilitar o controle das mesmas.

Conforme já citado, o período abrangido por esta evolução foi bastante perturbado pelas crises de petróleo e pelas altas taxas inflacionárias do País. Deve-se, porém, analisar que esta política tarifária, abrangendo o período de 1974 a 1993, não trouxe apenas problemas, mas também contribuiu para a evolução do setor elétrico.

Entre estas contribuições, pode-se citar:

- Sob a ótica do consumidor, estabeleceu uma isonomia, a nível nacional, aos preços aplicados à energia elétrica, mantidas as características iguais entre si;
- Permitiu a viabilização de aproveitamentos de geração, distantes dos centros urbanizados.

Os problemas que se originaram, em contrapartida, foram:

- Limitação da taxa de remuneração do investimento das concessionárias ao teto máximo de 12 % ao ano;
- Transformação de empresas anteriormente superavitárias em deficitárias;
- Pela característica de monopólio e concessão dos serviços públicos de energia, restrição do direito do produtor de formar preço do seu produto ao

mercado, impedindo-o de exercer o seu direito de comercializar livremente o mesmo;

- Favorecimento à ineficiência de algumas empresas ao se equiparar algumas empresas com consumidores muito concentrados e representativos, àquelas com atendimento a consumidores mais esparsos e de menor capacidade;
- Criação de uma falsa ilusão para os clientes em relação aos custos e preços reais da energia elétrica. Esta situação viria causar problemas quando da recomposição da tarifa, além de não chamar a atenção do consumidor à necessidade de combater o desperdício de energia que, no entendimento dele, é uma coisa barata e que deve estar à sua disposição durante todo o tempo (SILVA, 1996).

Pesando-se os benefícios e os problemas, chega-se à conclusão de que estes foram maiores que aqueles, forçando o governo a rever a sua política tarifária, a fim de permitir ao setor elétrico sua sobrevivência. Como a evolução do setor elétrico ao longo do tempo é de conhecimento de poucos, existe a tendência de as empresas serem analisadas pelas situações atuais, sem se procurar saber como as mesmas chegaram a esta situação. Isto favorece o discurso de privatização das empresas do setor, baseado pelo resultado que estas empresas atualmente apresentam.

## 2.6 A DESEQUALIZAÇÃO TARIFÁRIA

A Lei n.º 8.631, de 04 de março de 1993, extinguiu a equalização tarifária nacional e o conceito de remuneração legal garantida sobre o investimento remunerável. As concessionárias passaram a ter liberdade efetiva para formular os preços dos produtos com base nos seus custos, tal como a maioria das empresas nacionais. Porém, os valores a serem propostos pelas concessionárias ainda estariam condicionados à homologação do DNAEE.

Reconhece-se, aqui, uma medida acertada, porque é necessário, num processo gradual, permitir a estas empresas readquirirem a cultura de determinar de forma mais efetiva as tarifas que proporcionem a receita empresarial necessária à

sua condução econômico-financeira. E as características do setor elétrico exigem sua regulação técnica e econômica.

Esta lei também extinguiu a Conta de Resultados a Compensar – CRC, bem como a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – RENCOR, além de reativar os recolhimentos da RGR, instituindo uma fórmula para que fossem determinados os reajustes tarifários para as empresas. Criou, também, o Conselho de Consumidores para serem consultados e opinar sobre os reajustes tarifários e de serviços de energia elétrica.

A CRC era formada a partir das transferências de recursos daquelas empresas lucrativas para aquelas que eram deficitárias, tendo como limite a taxa de remuneração legal. O objetivo era o de manter o setor elétrico equilibrado econômica e financeiramente, obrigando as empresas que tivessem excessos ou deficiências de receitas a lançarem os valores na CRC. O governo, “regulando” o setor, fazia as transferências entre as empresas. Durante os 18 anos de equalização tarifária, a CRC foi utilizada pelo governo federal (SILVA, 1996).

Através da portaria n.º 176, de 1993, o DNAEE dispõe sobre os critérios a serem utilizados na definição das tarifas, visando operacionalizar e sistematizar a Lei n.º 8631, orientando as concessionárias a fazerem as suas propostas de reajustes tarifários, para o fornecimento e para o suprimento, baseados nos custos marginais de referência fornecidos pelo DNAEE, levando em consideração o seu respectivo custo de serviço, e utilizando formulários específicos.

Desde o Código de Águas de 1934, a remuneração mínima legal era fixada em 10 % sobre o investimento. A Lei n.º 8631 e o Decreto 774 que a regulamentou, além de estabelecer a desqualização tarifária, extinguiu esta remuneração mínima legal, definindo novas regras de comercialização entre as diversas empresas, utilizando contratos de suprimento de longo prazo.

Quando foi promulgada essa lei, a tarifa média de fornecimento ao consumidor final havia chegado a um limite crítico de R\$ 37,60 por MWh, e a inadimplência entre as empresas do setor a uma situação crítica. Foi, através desta Lei que, efetivamente, a reforma do setor de energia elétrica se iniciou, com o acerto das inadimplências entre as empresas e com o governo federal, utilizando-se os créditos do CRC (ELETROBRÁS, 1997).

Logo após a emissão desta Lei, a tarifa de fornecimento se recuperou rapidamente, chegando, já no final do mesmo ano (1993), a um patamar de R\$ 60,00 o MWh.

As tarifas de suprimento que haviam chegado a R\$ 15,00 o MWh, chegaram, no mesmo período, a um valor de R\$ 25,00 o MWh. Apesar de altamente benéfica, esta recuperação tarifária não foi suficiente para recompor os preços praticados na década de 70.

Como o objetivo principal do Plano Real era o de estabilizar os preços, a energia elétrica manteve estas tarifas por aproximadamente dois anos. A partir do ano de 1996, após o controle do processo inflacionário, as tarifas recomeçam a recuperar o seu fôlego. Desta forma, no final de 1997, a tarifa média de fornecimento chegou a um patamar de R\$ 84,00 o MWh, enquanto a tarifa de suprimento chegou a R\$ 34,00 o MWh. Coincidentemente, isto aconteceu no momento em que havia uma intensificação da privatização das empresas do setor elétrico.

As tarifas médias de energia, fornecimento e suprimento, a partir de 1992, evoluíram para patamares melhores, apesar de ainda inferiores aos padrões internacionais. O Plano Real, ao trazer a estabilidade monetária, obrigou o setor a rever os seus métodos de ajuste dos níveis de tarifas, na frequência e nas condições destas revisões, bem diferentes das utilizadas em passado recente. Estas normas, adotadas pelo Plano Real, não atingiram algumas concessionárias que foram privatizadas e que possuem contratos de concessão com cláusulas específicas para reajuste tarifário.

As tarifas praticadas no fornecimento de energia, ao recuperarem um pouco de seu valor perdido ao longo da equalização tarifária, acrescida à privatização de algumas empresas com administrações mais modernas, têm mostrado reflexos muito positivos nos balanços das concessionárias, fato que nos últimos anos tem sido muito raro. Contrário ao apregoado ao longo dos últimos anos, esta recuperação tarifária não inibiu o crescimento do consumo. Isto acabou confirmando, o que já se suspeitava durante a equalização tarifária em que as tarifas foram utilizadas politicamente, que o impacto destes reajustes não eram tão danosos quanto se apregoava.

### 3 ESTRUTURAS TARIFÁRIAS

Desde o começo da história do sistema elétrico brasileiro, até meados dos anos 80, os valores determinados às tarifas foram baseados em uma estrutura tarifária com base nos custos históricos da energia elétrica. Esta sistemática se mostrava muito deficiente, pois, além de inapropriada para determinar, com justiça, a parcela do custo do sistema a se cobrar de cada consumidor ou como a forma de consumir se reflete em custo maior ou menor, ainda não continha mecanismos que pudessem induzir os consumidores a utilizar energia de uma forma mais racional que pudesse otimizar os investimentos até então feitos ( DNAEE, 1985 ).

Em vista disso, a partir de 1977, o DNAEE e a ELETROBRÁS, juntamente com as concessionárias e contando com a consultoria da *Electricité de France – EDF*, passaram a concentrar esforços no sentido de estudar o problema com o objetivo de uma determinação mais justa às tarifas de suprimento entre as empresas e de fornecimento aos consumidores finais. Além disso, objetivava desenvolver mecanismos que pudessem permitir explorar mais adequadamente a capacidade do setor elétrico já existente, bem como otimizar as ampliações e investimentos a serem feitos ao mesmo ( LEITE, 1997 ).

Um primeiro estudo, publicado sob o título de “Estrutura do Sistema Tarifário Brasileiro de Energia Elétrica com Base nos Custos Marginais”, examinou a possibilidade de determinação dos custos de fornecimento da energia elétrica, não mais pelos custos históricos, mas sim pela aplicação da teoria Marginalista. Apesar de se apoiar, ainda, em muitos valores estimados, os resultados obtidos foram muito bons, mostrando com isto que a aplicação desta nova teoria era plenamente viável. Por este resultado já se visualizavam as distorções das tarifas praticadas.

Complementando este primeiro estudo, em 1981 é publicado um trabalho mais completo sob o título “ Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica”, utilizando maior número de profissionais e dados mais reais. Este estudo tornou viável a decisão política de se permitir a adoção de um sistema tarifário muito mais completo que os existentes até então: o sistema tarifário horo-sazonal.

Esta nova estrutura tarifária, denominada de Modelo Tarifário Horo-sazonal, visava regularizar os problemas do outro modelo, induzindo os consumidores a

racionalizar o uso da energia elétrica pelo sinal tarifário, recebido de custos diferentes em função do momento de utilização da mesma. Para a utilização deste novo modelo tarifário foram criadas regras específicas de aplicação, analisadas adiante, já que o antigo modelo (*hoje chamado de Convencional*) continua a ser aplicado aos consumidores. Juntamente com a possibilidade de adoção desta nova estrutura tarifária, o cálculo das tarifas, para todos os sistemas tarifários, passou a ser feito pela teoria dos custos marginais e não mais pelos custos históricos.

Como o sistema elétrico é muito dinâmico, a todo momento são incorporados novos consumidores com hábitos e cargas as mais diferentes possíveis, os esforços foram concentrados na busca da melhor metodologia de determinação dos custos, na caracterização da carga, no estudo para a aplicação do novo sistema aos consumidores, começando pelos maiores consumidores que poderiam beneficiar mais rapidamente ao sistema elétrico e na melhor forma de divulgação das novas tarifas.

### 3.1 O CUSTO MARGINAL

A grande busca na determinação das tarifas, a serem aplicadas aos consumidores, sempre foi a de desenvolver mecanismos que propiciassem atribuir a cada consumidor o custo do serviço que lhe foi prestado. Historicamente isto nunca foi conseguido. O custo marginal do fornecimento é o mecanismo que melhor espelha uma estrutura tarifária mais próxima deste objetivo ( SILVA, 1996 ).

Conforme já citado, a todo momento novos consumidores adentram ao sistema elétrico, com hábitos e cargas as mais diversas, sendo que os antigos aumentam seu consumo, mudam hábitos, etc.. Isto obriga o sistema elétrico a ampliar a sua capacidade, antecipando as necessidades destas novas cargas. Esta ampliação de sua capacidade é o que traz novos custos à sociedade e ao Setor Elétrico em particular. Como o custo marginal permite indicar ao consumidor o benefício obtido pela redução ou pelo deslocamento da carga para um outro horário, é o que melhor espelha as conseqüências de seus atos do consumidor, portanto mais justo que o custo médio das instalações já em serviço.

Assim, as tarifas baseadas no custo marginal buscam atender aos seus três princípios fundamentais: a neutralidade, a igualdade e a eficiência.

A neutralidade da tarifa se refere ao preço a ser praticado. A mesma será considerada neutra quanto mais próxima for em relação ao seu custo.

Terá atingido ao seu predicado de igualdade quando possuir uma estrutura que permita tarifar da mesma maneira os consumidores que possuem características semelhantes, não os discriminando.

Será eficaz quando conseguir atingir os seus objetivos econômicos, permitindo o uso racional do consumo, otimizando os recursos existentes (DNAEE, 1985 ).

Esta estrutura de preços permite distribuir os seus benefícios entre todos os participantes do processo. Torna mais eficiente a geração, transmissão e distribuição de energia, reduzindo os investimentos necessários ao atendimento das cargas, já que o uso racional das mesmas permitirá postergar estes investimentos, beneficiando também aos outros consumidores pelo pagamento de uma fatura menor e certamente mais justa.

Parece evidente que apenas o enfoque marginalista não é suficiente para se alcançar os princípios citados acima. Os estudos, portanto, devem ser sempre atualizados, tendo em vista que os custos, regras e configurações estão a todo momento mudando. Esta situação parece um pouco alarmante, pois as relações entre as tarifas praticadas (*consumo X demanda; ponta X fora da ponta*) não têm mudado nos últimos 12 anos.

Deve existir, portanto, para se poder definir com justiça os custos de fornecimento, um conhecimento muito grande sobre o comportamento da carga, dos consumidores e o que estas variáveis representam aos diversos setores do sistema elétrico. Este conhecimento, também, é necessário para permitir um adequado planejamento às empresas e concessionárias de energia elétrica, a fim de atender mais barata e adequadamente ao seu cliente.

Assim, para a determinação justa da tarifa a ser praticada, será necessária a caracterização da carga e os custos de geração, transmissão e distribuição.

O conhecimento do comportamento da carga do sistema elétrico, nos seus diversos níveis, além de permitir a definição do adequado nível da tarifa, facilita o



planejamento do sistema e a comercialização do novo modelo tarifário. Este conhecimento só é possível com o levantamento e coleta de dados, e com a análise adequada do comportamento com previsões de mudanças futuras das cargas já existentes e das novas.

Estes levantamentos permitiram traçar as diversas tipologias de consumidores e o reflexo das mesmas ao longo de todo sistema elétrico, definindo custos e responsabilidades e permitindo avaliar os reflexos que o sinal tarifário trará ao perfil de carga.

Este sinal tarifário deve ser eficiente para levar o consumidor a se sentir induzido a proceder algumas mudanças em seu comportamento, via preço da demanda de potência, deslocando parcela da carga para horário e período do ano em que o custo da energia é menor.

A energia elétrica utilizada no horário de ponta do sistema elétrico, em que o mesmo está funcionando a plena carga, e no período chamado seco, em que a incidência de chuvas é menor, representa os maiores custos em função dos custos marginais agregados e das perdas de energia no sistema. Pelos mesmos motivos, o menor custo da energia é representado pela energia utilizada em horário fora de ponta, em que o sistema está funcionando com menor carga, e no período úmido em que há abundância de água.

## 3.2 A NOVA ESTRUTURA TARIFÁRIA

### 3.2.1 Origem

Dentro da matriz energética brasileira, a energia elétrica representa por volta de 39,5 % do consumo final de energéticos. A capacidade instalada de geração no país é de pouco mais de 68 GW, sendo que, deste total, cerca de 90 % é de origem hidráulica, enquanto o restante de origem nuclear e térmica<sup>1</sup>. Com o aumento crescente da demanda de energia elétrica, da ordem de 5% ao ano, e a necessidade da garantia da qualidade de fornecimento, existe a obrigatoriedade do aumento do parque gerador. O esgotamento do potencial hídrico na região Sudeste, aliado aos

---

<sup>1</sup> Dados extraídos do Balanço Energético ( BEN )- 1999 – Ministério de Minas e Energia.

altos custos, longos prazos de instalação e os problemas ambientais, quanto ao aproveitamento do potencial hídrico da Amazônia, são alguns dos motivos que indicam a mudança do perfil do sistema elétrico brasileiro ( ELETROBRÁS, 1997 ).

O cenário da economia mundial sugere a necessidade crescente do aprimoramento das técnicas de produção, de forma a atender padrões de excelência cada vez mais elevados.

Os problemas do setor elétrico, para suprir de energia os seus clientes, já eram previstos na década de 70, fruto dos sistemas tarifários pouco inteligentes à época que não procuravam “motivar” os clientes a utilizar a energia disponível de uma forma mais racional. Esta situação se aliava ao chamado “milagre brasileiro” que apresentava altas taxas de crescimento industrial, tendo em vista a receptividade que se dava no Brasil às empresas altamente energívoras que no primeiro mundo tinham dificuldades de se instalar.

O futuro do sistema elétrico brasileiro era, então, muito incerto e a possibilidade de, em um futuro de médio prazo, faltar energia elétrica aos consumidores era inevitável, caso nada fosse feito. Dificultando ainda mais este quadro, os choques do petróleo originaram uma política de substituição de derivados de petróleo por energia elétrica, o que se revelou, na continuidade, um erro estratégico.

Até os anos iniciais da década de 80, os sistemas tarifários existentes eram, apenas, os chamados Grupo “B” e Grupo “A”. Ambos possuíam uma estrutura que não privilegiava nem induzia para o uso da energia elétrica de uma forma mais racional, por possuírem preços únicos ao longo do tempo. Estes sistemas ainda hoje são utilizados e aplicados à maioria dos consumidores.

O chamado Grupo “B” é aplicado àquelas instalações atendidas em Baixa Tensão, possuindo uma estrutura tarifária em que apenas é cobrada a parcela correspondente ao consumo de energia ativa utilizada ao longo do mês de faturamento. As tarifas a serem aplicadas são diferenciadas de acordo com a atividade desenvolvida nas instalações.

O antigo sistema chamado de Grupo “A”, hoje Grupo “A” Convencional, era aplicado aos consumidores atendidos em tensões maiores que 2,3 kV. Por possuir uma estrutura tarifária binômia, em que, além do consumo de energia ativa, também

é faturada a demanda de potência, representa uma evolução em relação ao Grupo "B", pois incorpora um mecanismo que propicia um custo de energia variável em função da forma de utilização.

Mesmo este sistema tarifário mais evoluído não propiciava ao consumidor motivos suficientes para uma mudança de comportamento, visando a um aproveitamento mais inteligente da capacidade instalada ao longo das horas dos dias e dos períodos sazonais. Isto era devido à aplicação de um único sinal tarifário ao longo da semana, motivo pelo qual o consumidor pagava exatamente o mesmo valor ao trabalhar aos domingos, em dias úteis, durante o dia ou a noite.

O problema principal do sistema elétrico era um uso muito acentuado de energia no horário das 17 às 22 horas, de segunda a sexta-feira, sendo que a solução do problema seria o deslocamento de parte da carga para outros horários do dia.

Assim, o setor elétrico tinha de considerar que qualquer aumento de novos consumidores ou acréscimos de carga dos existentes, dar-se-ia, também e especialmente, neste horário, pois a estrutura tarifária vigente não possuía mecanismos que propiciassem um controle mais inteligente, otimizando a capacidade existente.

Desta forma, como a energia elétrica deve estar sempre disponível a qualquer momento em que as cargas são acionadas, o sistema elétrico tinha de ser ampliado com a construção de novas usinas, linhas de transmissão e subestações.

Isto exigia, portanto, pesados investimentos no setor elétrico na tentativa de se manter o crescimento econômico do País, mesmo para atender cargas durante períodos muito pequenos, pois atendia apenas os momentos de maior "pico" do sistema elétrico, ficando ocioso grande parte do tempo.

Conforme foi verificado no capítulo anterior, existiam grandes dificuldades de captação de recursos, além das tarifas aplicadas não serem atrativas para investidores privados. Sobrava, portanto, apenas para o setor público a responsabilidade de propiciar condições para manter este crescimento. Como a

utilização da energia elétrica destes novos investimentos não era feita de maneira mais intensa, o retorno do investimento era ainda mais lento.

Este quadro se tornava ainda mais grave, em virtude dos investimentos serem proporcionalmente maiores, pois os melhores aproveitamentos energéticos e mais próximos aos centros de cargas eram utilizados prioritariamente. Desta forma, os investimentos passaram a ser maiores, pois as usinas ficaram cada vez mais distantes e mais caras.

As principais cargas do sistema elétrico, que originam este “pico” de carga, são as grandes indústrias que funcionam durante todo o tempo, e mais o acréscimo das cargas residenciais e a iluminação pública que é acionado dentro deste período.

Esta situação não era muito fácil de se resolver, uma vez que o deslocamento da iluminação pública deste horário, além de inviável tecnicamente<sup>2</sup>, mostrava-se totalmente descabido pelo aspecto da segurança pública. Atacar o problema da demanda residencial também era difícil, pois mudava hábitos arraigados, já que a novela das oito e o banho ao chegar em casa eram procedimentos já incorporados no dia-a-dia das pessoas.

Por outro lado, uma empresa de grande porte que deslocasse parte da sua carga deste horário, representaria um grande benefício ao sistema elétrico.

Verificava-se também que, ao longo do ano, existiam períodos em que a necessidade de energia elétrica se tornava mais intensa, abrangendo os meses mais frios. Esta exigência de energia elétrica era, estatisticamente, inversa à disponibilidade de energia nas usinas, representadas pela quantidade de água disponível que era mais abundante no verão, uma vez que o parque gerador de energia elétrica brasileiro era, e ainda é, essencialmente feito por hidrelétricas.

Assim, quando a disponibilidade para a geração de energia elétrica nas usinas era maior, menor era a necessidade do mercado utilizador e vice-versa. Como a energia elétrica, na forma alternada, não pode ser armazenada, a forma de regular esta situação é feita com o represamento de parte da água nos momentos mais abundantes, para propiciar a geração de energia elétrica naqueles períodos em

---

<sup>2</sup> A tecnologia de operação da iluminação pública, por sensores fotoelétricos, impedia quaisquer mudanças mais imediatas.

que chova menos. O resultado disso é que terras produtivas acabam sendo alagadas.

Dentro destas constatações, foram procurados mecanismos que propiciassem melhor aproveitamento da capacidade já existente, além de postergar e otimizar os novos investimentos no setor elétrico. Criou-se e ofereceu-se aos clientes, então, uma nova estrutura tarifária.

### 3.2.2 Os Objetivos da Nova Estrutura Tarifária

A nova estrutura tarifária oferecida tinha o objetivo principal de incorporar mecanismos que sinalizassem aos consumidores novas formas de utilização de energia, capazes de provocarem menor utilização naqueles períodos em que o sistema elétrico estivesse com maior carga, e maior utilização da energia durante os períodos de menor demanda.

Procurava-se com isto aproximar, o máximo possível, as tarifas de seus respectivos custos, além de otimizar o aproveitamento da capacidade já instalada com a melhoria do fator de carga, com a redução dos picos e maior utilização nos momentos de ociosidade do sistema elétrico.

Assim, foram propostos novos sistemas tarifários, aplicáveis inicialmente aos maiores consumidores, buscando-se com isto provocar um impacto mais imediato às curvas de carga.

Além de campanhas e de estudos mais profundos para a caracterização das tipologias de cargas dos diferentes consumidores já supridos de energia elétrica, foi incorporada aos estudos a metodologia de cálculos baseada no custo marginal do sistema. Esta sistemática permitiu um conhecimento dos custos, o que foi muito importante na construção e definição das novas tarifas.

Estas novas estruturas tarifárias permitiram diminuir o eterno conflito entre os consumidores que sempre queriam uma tarifa mais barata e o setor elétrico que, para a sua sobrevivência, exigia tarifas mais elevadas. Tais estruturas permitiam aos consumidores obter menor custo da energia elétrica em seu processo produtivo, ligado diretamente ao afastamento da carga naqueles horários mais críticos e às concessionárias obterem uma redução proporcional em seus custos, representados

pela postergação de investimentos no sistema elétrico. Enfim, estes objetivos somente são passíveis de serem atingidos com a obtenção dos verdadeiros custos da energia no atendimento dos consumidores.

Evidentemente que a capacidade de modulação (*afastamento da carga do Horário de Ponta*) depende do processo produtivo do consumidor e da vantagem financeira obtida pelo sinal tarifário, pois a energia elétrica é, normalmente, um dos insumos mais baratos das empresas. Algumas atividades, normalmente as mais energívoras, tais como metalurgia e alumínio, são as que mais puderam se beneficiar com as novas estruturas tarifárias.

### 3.2.3 Aplicação e Legislação

A aplicação dos novos sistemas tarifários foi orientada por algumas legislações incidentes aos diversos consumidores. Estes novos sistemas tarifários não acabaram com as antigas estruturas existentes (Grupo “B” e Grupo “A”), que continuam existindo até hoje.

A estrutura tarifária de Baixa Tensão (Grupo “B”) praticamente ficou inalterada ao longo de todo este tempo e, apenas nos últimos anos, o sistema tarifário horo-sazonal amarelo teve os seus estudos mais aprofundados, encontrando-se ainda em fase de implantação.

Assim, os sistemas horo-sazonais, implantados ao longo destes vinte anos, aconteceram essencialmente sobre o sistema tarifário chamado Grupo “A”, pois era aplicado aos consumidores de energia mais representativos, atendidos em tensão maior de 2,3 kV, que já possuíam uma estrutura binômica (*consumo + demanda*), portanto um sistema mais inteligente que já sinalizava aos consumidores um custo variável em função da forma de utilização de energia.

O antigo sistema continua existindo com a mesma estrutura, denominado hoje de “Convencional”, tendo sido criados os sistemas tarifários horo-sazonais “Azul” e “Verde”. Todos esses três sistemas tarifários pertencem hoje ao “Grupo “A”.

Ao longo do tempo foram emitidas diversas legislações que, além de criar os novos sistemas tarifários, estabeleceram regras para a sua implantação. Pretende-

se, aqui, apresentar e comentar brevemente estas legislações que incidiram sobre os consumidores, constantes em um decreto, seis portarias e uma resolução, conforme segue.

a) Decreto n.º 86.463, de 13 de outubro de 1981 – este decreto, em seu artigo 3.º, dá poder ao Departamento Nacional de Energia Elétrica – DNAEE, para “estabelecer diferenciações nas tarifas”, podendo modificar a forma de medição e de faturamento dos consumidores, levando em consideração os períodos do ano e os horários de utilização da energia elétrica, bem como para fixar normas e condições para os consumidores optarem pelos novos sistemas tarifários que estariam sendo criados.

b) Portaria n.º 046, de 14 de janeiro de 1982 – o Ministério das Minas e Energia – MME determina ao DNAEE que considere como tarefa prioritária, para o ano de 1982, a implantação desta nova estrutura tarifária com tarifas diferenciadas. Determina também às concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, que adaptem os seus sistemas de medição, leitura e faturamento às novas regras.

c) Portaria n.º 060, de 17 de junho de 1982 - esta portaria aprova as “Especificações Técnicas dos Equipamentos de Medição”, aplicáveis aos consumidores com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV, permitindo ainda que determinados consumidores, atendidos em tensão inferior a 69 kV, também possam ser medidos por equipamentos que atendam estas novas especificações. Permite também que, durante a fase inicial de aplicação, possam ser utilizados equipamentos que não satisfaçam estas especificações.

A dificuldade para o desenvolvimento de um equipamento adequado, com a rapidez e confiabilidade necessárias, foi um dos entraves para a aplicação mais ágil destes novos sistemas tarifários.

d) Portaria n.º 075, de 04 de agosto de 1982 – esta portaria foi a que, efetivamente, veio implantar os novos sistemas tarifários, fixando conceitos e regras de faturamento, adiante apresentados:

- determina que a aplicação desta portaria, por opção do consumidor, incida apenas sobre os consumidores do Grupo “A”, atendidos pelo sistema interligado;

- cria os diferentes segmentos horo-sazonais, sobre os quais incidirão tarifas diferenciadas:

- PS – horário de ponta em período seco,
- PU – horário de ponta em período úmido,
- FS – horário fora de ponta em período seco, e
- FU – horário fora de ponta em período úmido.

- esclarece quando estas tarifas incidirão, conforme definição:

- horário de ponta é o horário compreendido por 3 (três) horas consecutivas, definido pela concessionária e o consumidor, situado no intervalo entre as 17 e as 22 horas, dos dias úteis;
- horário fora de ponta são as 21 horas restantes dos dias úteis, acrescidas do total de horas dos sábados, domingos e feriados nacionais, oficialmente reconhecidos;
- período seco é o período compreendido pelos meses de maio a novembro de cada ano; e
- período úmido é o compreendido pelos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

- fixa a obrigatoriedade de se celebrar contrato de fornecimento entre a concessionária e o consumidor que optar por este novo sistema tarifário, definindo as demais condições deste contrato, tais como as regras para a definição das demandas a serem contratadas, revisão de valores e vigência do contrato;

- responsabiliza o consumidor pelos eventuais custos decorrentes da adaptação das instalações para o recebimento dos novos equipamentos de medição;

- determina às concessionárias a execução de ajustes em seus calendários de leituras para adaptação aos períodos seco e úmido;

- cria a figura da tarifa de ultrapassagem a ser aplicada à parcela da demanda medida, que superar o valor da demanda contratada para o mesmo segmento;

- define que os valores das tarifas, a serem aplicadas, serão estabelecidos pelo DNAEE, tendo sido definidas em outra portaria;



- transfere à portaria n.º 095/81, que trata das condições gerais de fornecimento, a observância dos demais aspectos não tratados nesta portaria;

- transitoriamente, até nova determinação, só permite o atendimento de opção, se o consumidor:

- for atendido em tensão igual ou superior a 69 kV, e;
- houver disponibilidade de equipamentos de medição apropriados.

- fixa, com vigência até 30 de novembro de 1987:

- a redução de até 15 % das demandas originalmente contratadas, desde que solicitadas às concessionárias, apresentadas, no máximo, uma vez a cada 12 meses;

- permite uma tolerância de até 5 %, para a parcela da demanda medida que ultrapassar a demanda contratada no segmento horo-sazonal, sem a aplicação das tarifas de ultrapassagem correspondentes.

e) Portaria n.º 076, de 04 de agosto de 1982 – complementando a portaria n.º 075/82, esta portaria vem fixar as tarifas a serem aplicadas às demandas de potência e aos consumos dos diferentes segmentos horo-sazonais para os subgrupos “A1”, “A2” e “A3” (69 kV e acima), além das tarifas a serem aplicadas às ultrapassagens de demanda.

f) Portaria n.º 165, de 05 de novembro de 1984 – esta portaria vem estender a um maior número de consumidores a possibilidade de optar por este novo sistema tarifário, visando a um melhor aproveitamento dos recursos e minimizando os investimentos. As principais alterações e regras fixadas, foram as seguintes:

- fixa a possibilidade de opção ao consumidor do Grupo “A”, que:

- seja atendido por meio do sistema interligado;
- apresente demandas de, no mínimo, 500 kW;
- contrate demanda no segmento horo-sazonal de fora de ponta do período úmido, de no mínimo 500 kW.

- estende, aos consumidores que não atendem às condições citadas acima, a possibilidade de adentrarem neste sistema, mediante prévia autorização do DNAEE;

- fixa os feriados nacionais, a serem considerados integralmente como fora de ponta para os subgrupos A1, A2 e A3. Para os consumidores dos subgrupos A4 e AS (abaixo de 69 kV), que adquiriram a possibilidade de também optar pela nova estrutura tarifária, estes feriados nacionais são considerados como dias úteis, portanto com horário de ponta;

- melhora as definições de período seco e úmido;
- reduz o período mínimo do contrato de fornecimento de 5 (*cinco*) para 3 (*três*) anos, além de definir outras informações a serem, obrigatoriamente, incorporadas aos contratos;

- fixa as regras para a determinação das demandas a serem contratadas, levando em consideração os valores em função dos segmentos horo-sazonais;

- esclarece as condições para a revisão dos valores contratados;
- fixa o período de testes em até 90 dias, para os estudos a fim de determinar os valores das demandas a serem contratadas;

- determina a data de 30 de setembro de 1985 para as unidades consumidoras dos subgrupos A1, A2 e A3, e de 30 de setembro de 1986 para as unidades dos subgrupos A4 e AS, como limites para as concessionárias atenderem as opções de seus consumidores e aplicarem as tarifas horo-sazonais;

- determina que, durante o período de testes, as demandas medidas sejam as faturadas, não havendo a aplicação de tarifas de ultrapassagens. Para os demais faturamentos, fixa uma tolerância de até 5 % para as unidades consumidoras dos subgrupos A1, A2 e A3, e de 10 % para as unidades dos subgrupos A4 e AS, como limite para a não aplicação das tarifas de ultrapassagens;

- levando em consideração as datas citadas acima, determina, às concessionárias, o desenvolvimento de atendimentos, orientações, informações e assistência aos consumidores enquadráveis no novo sistema tarifário;

- determina a obrigatoriedade de enquadramento no novo sistema horo-sazonal aos consumidores, conforme o seguinte cronograma:

- até 01 de janeiro de 1986, para os consumidores atendidos nos subgrupos A1, A2 e A3;

- até 01 de janeiro de 1987, para os consumidores atendidos nos subgrupos A4 e AS, com demandas iguais ou superiores a 500 kW.

g) Portaria n.º 033, de 11 de fevereiro de 1988 – esta portaria vem implantar uma série de mudanças nos sistemas tarifários de então, sendo as mais importantes a criação de novo sistema tarifário (*horo-sazonal verde*) e a expansão para muitos consumidores de menor porte com a possibilidade de opção a estes novos sistemas tarifários, sempre buscando o melhor aproveitamento do sistema elétrico, postergando-se a necessidade de investimentos.

As principais mudanças introduzidas, foram as seguintes:

- define os conceitos e terminologias das estruturas tarifárias, tais como:
  - tarifa azul (HS): modalidade tarifária, estruturada para aplicação de preços diferenciados de consumo de energia de acordo com as horas do dia e os períodos do ano, e da demanda de potência de acordo com as horas do dia. Na prática, a modalidade tarifária já existente passou a ser chamada de tarifa horo-sazonal azul; e
  - tarifa verde (HS): esta modalidade tarifária possui uma estrutura bastante semelhante com a anterior. A única mudança é de que, semelhante ao sistema convencional, a demanda de potência volta a possuir um preço único.
- passa a considerar o horário de ponta para os feriados nacionais, deixando apenas os sábados e domingos como integralmente fora de ponta;
- determina que o término e começo dos períodos sazonais (*úmido e seco*) comecem a partir do momento de leitura dos meses de abril e novembro e não mais o mês comercial;
- define as estruturas tarifárias para a tarifa azul e para a tarifa verde; como estas estruturas tarifárias se mantiveram inalteradas ao longo deste tempo, serão analisadas mais detidamente adiante;
- identifica os consumidores atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV, e os atendidos em tensão inferior a 69 kV, porém, com demandas iguais ou superiores a 500 kW, como os consumidores que, compulsoriamente, deveriam ser faturados no sistema horo-sazonal azul. Define

também um cronograma para que os consumidores, com demanda inferior a 500 kW e superior a 50 kW, adquiram a possibilidade de opção a esta nova estrutura tarifária. Desta forma, a tarifa azul passa a ser aplicada obrigatoriamente a alguns consumidores e opcionalmente a outros;

- estende, sempre opcionalmente, a tarifa verde aos consumidores atendidos em tensão de fornecimento menor de 69 kV. Permite também que os consumidores, abrangidos pelo cronograma citado acima, possam optar por esta nova estrutura tarifária. Com isto, para os consumidores com demandas maiores de 50 kW e menores de 500 kW, abrem-se grandes possibilidades tarifárias (*convencional, horo-sazonal azul ou verde*), podendo, na adequação do melhor sistema tarifário, ter como reflexo um menor custo de energia elétrica;

- fixa critérios para a definição dos valores de demanda a serem contratados e os prazos limites para a aplicação compulsória das novas tarifas;

- define a forma de cálculo das demandas e dos consumos para aqueles consumidores que, tendo de migrar para o sistema horo-sazonal, não adaptarem suas instalações, não fizerem contrato ou não permitirem a medição adequada;

- para os consumidores, com possibilidade de opção entre os diversos sistemas tarifários, é fixado um prazo mínimo de 12 (*doze*) ciclos de faturamento entre a última mudança e outra solicitação de mesmo cunho;

- mantém inalterada a tolerância de até 5 % para os subgrupos A1, A2 e A3, e de 10 % para os subgrupos A4 e AS, como limite para a não aplicação das tarifas de ultrapassagem, criando novo limite de 20 % para as unidades consumidoras que possuírem demandas contratadas fora de ponta de 50 kW até 100 kW;

- determina a verificação e cobrança de excedentes reativos, caso existam, por segmentos horo-sazonais, permitindo um prazo não superior a 180 (*cento e oitenta*) dias, incluindo o período de testes, para que o consumidor possa corrigir o seu fator de potência;

- permanecem inalteradas as demais disposições referentes ao sistema horo-sazonal, prevalecendo a legislação vigente e as “Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica”, para os assuntos não tratados nesta portaria.

h) Resolução n.º 456, de 29 de novembro de 2000 – esta resolução, tratando das “Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica”, representa evolução nas legislações, pois, pela primeira vez, o sistema tarifário horo-sazonal não é tratado em separado. Além disso, incorpora diversas sugestões recebidas de consumidores, de organismos de defesa do consumidor, de audiência pública e de sindicatos, além das concessionárias de energia elétrica, ou seja, em tempos de privatização, a sociedade vem participar da elaboração da legislação.

As principais mudanças introduzidas foram as seguintes:

- voltam a ser considerados, para os sistemas horo-sazonais, os feriados nacionais como livres do horário de ponta, juntando-os novamente aos sábados e domingos;
- torna obrigatória a celebração de contrato de fornecimento a todos os consumidores do Grupo “A”;
- torna obrigatória às concessionárias a comunicação, por escrito, das opções tarifárias disponíveis ao consumidor, o qual deverá formular a sua opção, também, por escrito;
- determina, além das cláusulas essenciais, outras informações que devem fazer parte do contrato de fornecimento, fixando o prazo de 12 (*doze*) meses para a vigência do mesmo;
- fixa o valor mínimo de 30 kW de demanda a ser contratado, para unidades consumidoras faturadas no sistema convencional ou em, pelo menos, um dos segmentos horo-sazonais;
- obriga às concessionárias de energia atenderem solicitações de redução da demanda contratada de seus consumidores, feitas por escrito e com antecedência mínima de 180 (*cento e oitenta*) dias;
- permite, após aprovação da ANEEL e análise das justificativas técnicas da concessionária, a adoção de horários de ponta e fora de ponta e de períodos sazonais (*seco e úmido*) diferentes dos citados na legislação;
- reduz de 500 kW para 300 kW a demanda máxima permitida para os consumidores serem enquadrados no sistema tarifário convencional, desde que atendidos por tensão inferior a 69 kV;

- obriga os consumidores que estejam no sistema convencional, e que tenham 3 (*três*) demandas consecutivas ou 6 (*seis*) alternadas maiores de 300 kW, a passarem a ser faturados no sistema horo-sazonal (*azul ou verde*);
  - permite o retorno ao sistema convencional do consumidor citado acima, desde que, nos últimos 11 (*onze*) ciclos de faturamento, o mesmo tenha obtido 9 (*nove*) demandas, consecutivas ou alternadas, menores de 300 kW;
  - acaba com o limite de tolerância de 20 % da demanda medida em relação à contratada. Desta forma, todos os consumidores com tensão de fornecimento abaixo de 69 kV passam a possuir um limite de 10 %;
  - cria, para o sistema convencional, a figura da tarifa de ultrapassagem com o limite de tolerância de 10 % da demanda medida sobre a contratada; havendo demanda medida que ultrapasse o limite fixado, sobre toda a diferença será aplicada uma tarifa 3 (*três*) vezes mais cara que a normal de fornecimento. Por outro lado, acaba com o critério de se considerar o valor de 85 % da maior demanda medida nos últimos 11 (*onze*) meses como uma das possíveis demandas a serem faturadas;
  - autoriza, leoninamente, às concessionárias a considerarem como demanda de ultrapassagem a totalidade da demanda medida, nos casos em que o faturamento esteja fora do período de testes e o contrato não tenha sido confeccionado por culpa atribuível exclusivamente ao consumidor;
  - autoriza às concessionárias a aplicarem, também, aos consumidores do sistema convencional, e nos casos em que a medição esteja apropriada, o cálculo de excedentes reativos computados de forma horária;
  - determina às concessionárias a obrigatoriedade de orientar os seus consumidores sobre a utilização racional e formas de combater o desperdício de energia elétrica;
- ... resolve • ... **fixa** às concessionárias os prazos abaixo para a implantação das medidas, contados a partir da data de publicação da resolução:
- 60 dias para incluir os feriados nacionais nas exceções de horário de ponta, juntamente com os sábados e domingos;
  - 180 dias para celebração de contratos de fornecimento com todos consumidores do Grupo “A”, já ligados;

- 60 dias para adequar os seus procedimentos de comunicação, por escrito, aos consumidores das opções tarifárias existentes;
- 180 dias para incluir as unidades consumidoras do sistema convencional, com demandas maiores de 300 kW, no sistema horo-sazonal;
- 30 dias para adequar os novos procedimentos de faturamento da demanda nos consumidores do sistema convencional;
- 180 dias para adequar a aplicação da tarifa de ultrapassagem aos consumidores do Grupo “A”, devendo informar por escrito, e com antecedência mínima de 60 (*sessenta*) dias, os novos critérios aos consumidores.

As demais disposições permaneceram inalteradas, sendo citadas, aqui, apenas as que, de uma forma ou de outra, alteraram as regras de faturamento dos consumidores.

#### 3.2.4 Situação Atual das Estruturas Tarifárias

As estruturas tarifárias de energia elétrica, para o cálculo do preço da energia elétrica, sempre foram baseadas em dois componentes:

- a) um referente ao consumo de energia elétrica (*kWh*), e
- b) outro referente à demanda de potência (*kW*).

O primeiro componente (*kWh*) incide sobre todas as faturas de energia elétrica, independente da atividade desenvolvida e da tensão de fornecimento. O segundo componente (*kW*) incide apenas sobre os consumidores classificados como Grupo “A”.

Quando o componente faturado é apenas o consumo de energia, o faturamento é conhecido como monômio e chamado como Grupo “B”. No caso, as tarifas são definidas essencialmente de acordo com a atividade desenvolvida na unidade consumidora, tendo como principal característica o custo da energia elétrica fixo, independente da forma de utilização.

Quando, além do consumo de energia, também é faturada a demanda de potência, o faturamento é chamado de binômio e pertence ao chamado Grupo “A”.

Do sistema tarifário original, hoje chamado de Convencional, foram derivados sistemas tarifários horo-sazonais *verde* e *azul*. A principal característica destes sistemas tarifários consiste no custo de energia elétrico não ser fixo, possuindo um mecanismo no seu faturamento que torna o preço da energia elétrica mais barata, à medida em que mais se utiliza.

Tendo em vista as maiores possibilidades de resultados, é, no faturamento do grupo “A”, com característica binômica, que este estudo será aplicado doravante.

### 3.3 TARIFAS DO GRUPO “A”

São consideradas unidades consumidoras do Grupo “A” todas aquelas alimentadas com tensão de fornecimento igual ou superior a 2.300 volts, além daquelas unidades da área subterrânea, atendidas em baixa tensão, abaixo de 2.300 volts, que, respeitando as exigências específicas para o seu enquadramento, optarem por serem faturadas como pertencentes ao Grupo “A” (*subgrupo AS*).

O Grupo “A” é subdividido em subgrupos, de acordo com a tensão de fornecimento da unidade consumidora, com tarifas diferenciadas em função deste nível de tensão. As tarifas praticadas são mais caras para os consumidores atendidos por tensões menores, e mais baratas para os atendidos em tensões maiores.

Estes subgrupos são, pois, divididos, de acordo com o nível de tensão:

- A1            ( 230 kV )
- A2            ( de 88 kV a 138 kV )
- A3            ( 69 kV )
- A3a           ( de 30 kV a 44 kV )
- A4            ( de 2,3 kV a 25 kV )
- AS            ( Subterrâneo )

As unidades consumidoras do Grupo “A” possuem três estruturas tarifárias distintas, a saber: sistema convencional, sistema horo-sazonal azul, e sistema horo-sazonal verde.



A seguir serão apresentadas as características, aplicação e forma de faturamento de cada um destes sistemas.

#### a) Sistema Tarifário Convencional

É aplicável, opcionalmente, às unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferiores a 69 kV (A3a, A4 e AS), que tenham contratado demandas entre 30 e 300 kW e que não tenham apresentado, nos últimos 11 (*onze*) ciclos de faturamento, 3 (*três*) demandas medidas consecutivas ou 6 (*seis*) alternadas maiores de 300 kW.

Este sistema possui uma estrutura de faturamento binômia, ou seja, um componente devido à demanda de potência, e outro devido ao consumo de energia elétrica. Este sistema tarifário é a origem dos sistemas tarifários horo-sazonais e se caracteriza por possuir tarifas únicas, não diferenciando a hora nem o período em que a energia elétrica é utilizada. As tarifas a serem aplicadas são diferenciadas pela tensão de fornecimento.

Os valores de consumo e demanda, a serem faturados, são definidos pelo consumo de energia elétrica ativa e pela demanda de potência.

##### a1 - Consumo de energia elétrica ativa:

O consumo a ser faturado, nos consumidores deste sistema tarifário, é definido como o maior entre a energia elétrica ativa contratada e a energia elétrica medida dentro do período de faturamento. Normalmente a energia elétrica não é contratada, sendo assim, a quantidade de energia elétrica faturada geralmente é a própria energia elétrica medida dentro do período de faturamento (*aproximadamente um mês*).

##### a2 - Demanda de Potência:

O valor do componente de demanda será definido pelo maior valor entre demanda máxima medida dentro do período de faturamento e a demanda contratada para este período.

Se a instalação estiver classificada como rural ou sazonal, não existirá parcela de demanda contratada; neste caso, o valor da demanda a ser faturada será o maior entre a demanda medida e 10 % (*dez por cento*) da maior demanda medida

entre os últimos 11 (*onze*) ciclos de faturamento. Neste estudo, devido à maioria dos consumidores não estarem enquadrados nesta condição, a mesma não será avaliada em maiores detalhes.

Para todos os outros consumidores, exceto os citados acima, existirá a necessidade de emissão de contrato de fornecimento de demanda de potência com as concessionárias de energia elétrica. A definição do valor a ser contratado deverá ser bastante criteriosa, pois, contratando-se um valor além da necessidade da instalação, o custo final da energia elétrica será onerado pelo pagamento de uma parcela de demanda sem utilização. Por outro lado, contratando-se um valor aquém da necessidade, e a demanda medida ultrapassar à contratada em uma parcela maior do que 10 % (*dez por cento*) do valor contratado, incidirá sobre todo o valor ultrapassado uma tarifa de demanda 3 (*três*) vezes mais cara que a normal.

Assim, haverá a necessidade de um gerenciamento contínuo sobre o valor a ser contratado com a concessionária, pois o aumento, redução ou remanejamento das cargas, bem como a forma de utilização das mesmas com a mudança do tipo de produto fabricado, alteram significativamente os valores solicitados.

Poderá existir, ainda, a cobrança de consumo ou demanda reativos excedentes, se o fator de potência da unidade consumidora estiver abaixo de 92 % (*noventa e dois por cento*), indutivo ou capacitivo, conforme citado pela resolução ANEEL n.º 456 / 2000, em seus artigos 64 a 69 e a definição do horário de verificação, dada pela concessionária. Apesar da legislação permitir a cobrança de excedentes reativos capacitivos, basicamente só é aplicada aos consumidores horosazonais, devido à dificuldade de se implantar a todos consumidores convencionais esta sistemática.

Pela sua estrutura tarifária, este sistema é indicado, obedecidas as regras de ~~enquadramento~~, às unidades consumidoras que possuem uso de energia elétrica de forma mais regular ao longo do dia e que, principalmente, necessitem de uma carga mais acentuada ou não consigam reduzir parte da carga no horário de Ponta do sistema elétrico, definido pela concessionária local.

## b) Sistema Tarifário Horo-Sazonal Azul

Este sistema tarifário é aplicado obrigatoriamente aos consumidores atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV, e, opcionalmente, àqueles atendidos em tensão de fornecimento abaixo deste valor, mas que possuam ou contratem demandas iguais ou maiores que 30 kW.

Apesar de possuir, também, um faturamento binômio, este sistema está estruturado para aplicação de tarifas diferenciadas em função do momento em que a energia elétrica está sendo utilizada. As tarifas estão assim diferenciadas:

b1 - Demanda de potência (kW):

- ♦ um preço para a Ponta (*P*), e
- ♦ um preço para Fora de Ponta (*F*).

b2 - Consumo de energia elétrica ativa (kWh):

- ♦ um preço para o horário de Ponta em período Úmido (*PU*),
- ♦ um preço para o horário Fora de Ponta em período Úmido (*FU*),
- ♦ um preço para o horário de Ponta em período Seco (*PS*), e
- ♦ um preço para o horário Fora de Ponta em período Seco (*FS*).

Analisando-se a estrutura tarifária do sistema horo-sazonal Azul, chega-se à conclusão de que as tarifas de energia que no sistema Convencional possuía apenas um valor único, neste possui 4 (*quatro*) valores distintos. Como as tarifas são diferenciadas, a adequação do funcionamento da unidade consumidora àqueles horários em que os valores são mais baratos, refletir-se-á num custo de energia elétrica menor.

Os consumos faturados serão aqueles efetivamente medidos nos respectivos segmentos horo-sazonais, dentro do ciclo de faturamento. Em uma fatura tem-se a aplicação de apenas 2 (*dois*) segmentos por vez, ou os “Secos” ou os “Úmidos”.

Excetuando-se os consumidores rurais ou sazonais, as demandas faturadas serão as maiores, entre:

- ♦ a demanda contratada para cada segmento horo-sazonal, e
- ♦ a maior demanda medida dentro do ciclo de faturamento, em cada segmento.

Pelos mesmos motivos citados para o sistema Convencional, os valores a serem contratados devem refletir, com bastante aproximação, os valores realmente necessários para o funcionamento da unidade consumidora. Caso isto não ocorra, o custo da energia elétrica pode se elevar, pelo pagamento de parcela de demanda sem utilização ou pelo pagamento de tarifas de ultrapassagem, caso a demanda medida se situar num patamar acima do valor contratado.

As tolerâncias máximas admissíveis para a não aplicação da tarifa de ultrapassagem, quando a demanda medida for maior que a contratada, são as seguintes:

- ♦ 5 % (*cinco por cento*) da demanda contratada para as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV
- ♦ 10 % (*dez por cento*) da demanda contratada para as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV.

As tarifas de ultrapassagem, com valores aproximadamente iguais a 3 (*três*) vezes as normais, serão aplicadas a toda parcela da demanda medida que extrapolar a demanda contratada para o segmento, desde que os limites citados acima sejam superados.

A cobrança de consumos e demandas reativas excedentes, também, poderá ser efetuada, desde que o fator de potência da instalação esteja abaixo de 92 % (*noventa e dois por cento*), indutivo ou capacitivo, separados por segmentos horo-sazonais e verificados de forma horária. Os horários para consideração do fator de potência capacitivo serão definidos pela concessionária, abrangendo um período de 6 (*seis*) horas consecutivas, entre 23 h e 30 min até às 6 h e 30 minutos.

### c) Sistema Tarifário Horo-Sazonal Verde

O sistema tarifário horo-sazonal Verde é sempre oferecido de forma opcional a todos consumidores atendidos em tensão de fornecimento menor que 69 kV e com demanda contratada igual ou maior a 30 kW.

Este sistema tarifário possui um faturamento binômio para o horário Fora de Ponta (*demanda de potência + consumo de energia*) e um faturamento com

característica monômnia (*apenas consumo de energia*), para o horário de Ponta do sistema elétrico da concessionária.

Esta estrutura tarifária está assim definida:

c1 - Demanda de potência (*kW*):

- ♦ um preço único, independente do instante em que está sendo utilizada; por esta característica, a mesma é bastante assemelhada ao sistema convencional.

c2 - Consumo de energia elétrica ativa (*kWh*):

- ♦ um preço para o horário de Ponta em período Úmido (*PU*);
- ♦ um preço para o horário Fora de Ponta em período Úmido (*FU*);
- ♦ um preço para o horário de Ponta em período Seco (*PS*);
- ♦ um preço para o horário Fora de Ponta em período Seco (*FS*).

A estrutura de faturamento do consumo de energia, por sua vez, é bastante semelhante ao sistema horo-sazonal Azul. Desta forma, o sistema horo-sazonal Verde se situa em uma posição intermediária entre os dois sistemas citados anteriormente.

Este sistema tarifário, também, possui 4 (*quatro*) valores distintos, o que pode representar um custo de energia menor ao consumidor que conseguir se adequar a esta estrutura e produzir naqueles momentos em que a energia é mais barata.

Os consumos faturados serão aqueles efetivamente medidos nos respectivos segmentos horo-sazonais, dentro do ciclo de faturamento. Em uma fatura ter-se-á a aplicação de apenas 2 (*dois*) segmentos por vez, ou os “Secos” ou os “Úmidos”. Estas considerações são idênticas às citadas anteriormente para o sistema Azul.

O valor do componente de demanda será definido considerando o maior valor entre a demanda máxima medida dentro do período de faturamento e a demanda contratada para este período, não existindo contrato se a instalação estiver classificada como rural ou sazonal.

O contrato de fornecimento, para os demais consumidores, será obrigatório. Pelos mesmos motivos já citados anteriormente, a demanda a ser contratada deve

ser a mais próxima possível da necessidade da instalação, para que o custo da energia não seja onerado.

A tolerância máxima admitida, para que a demanda medida seja superior à contratada, é de 10 % (*dez por cento*). Extrapolado este limite, sobre toda a parcela da demanda medida que superou a contratada, será aplicada a tarifa de ultrapassagem, que possui um valor aproximadamente 3 (*três*) vezes maior que a normal.

Os consumos e demandas reativas excedentes também poderão ser cobrados, desde que o fator de potência da instalação esteja abaixo de 92 % (*noventa e dois por cento*), indutivo ou capacitivo, separados por segmentos horosazonais e verificados de forma horária. Os horários para consideração do fator de potência capacitivo serão definidos pela concessionária, abrangendo um período de 6 (*seis*) horas consecutivas, entre as 23 h e 30 min até às 6 h e 30 minutos.

## 4 METODOLOGIA DE ANÁLISE E APLICAÇÃO

### 4.1 INTRODUÇÃO

Existem muitas variáveis que acabam influenciando a definição do melhor sistema tarifário para uma determinada instalação.

As tarifas praticadas pelas diferentes concessionárias são uma das mais significativas, pois acabam alterando o Fator de Carga de equilíbrio, na definição, por exemplo, entre os custos entre os sistema tarifário classificação “B3” com o custo obtido quando a mesma instalação estiver classificada como “A4 – Convencional”. Este índice é o mais importante na definição, desde que a legislação permita, para se mudar de um para outro sistema tarifário.

Apesar da identificação do melhor sistema tarifário ser um dos objetivos finais desta metodologia, não significa que tenha de ser o principal. O enfoque dado ao trabalho é o de caracterizar a forma de utilização de energia elétrica e analisar como estas variáveis influenciam e conduzem ao resultado final.

Por isso, muito mais do que a simples definição do melhor sistema tarifário para o momento, procura-se dar o embasamento para poder avaliar como eventuais mudanças na forma (*quanto e como a utilização de energia*) podem representar benefícios financeiros, a fim de propiciar análises de custo x benefício de futuras mudanças. Por se tratar de verificação das oportunidades existentes, dependendo essencialmente da forma com que a energia elétrica é absorvida, esta sistemática se aplica aos mais diversos tipos de consumidores.

Existem muitos enfoques que poderiam ser dados às diversas situações que, certamente, conduziram a resultados semelhantes.

A conservação de energia, seja em que sistema o consumidor esteja enquadrado, sempre será uma atitude inteligente e correta. A energia elétrica mais barata é sempre aquela que não é absorvida. Para o cliente, no entanto, deve ser somada a ação de conservação com a adequação do faturamento da empresa, para que ele sinta o resultado financeiro das ações e para que isto alavanque outras atitudes, induzindo-o a novas ações. Financeiramente falando, se as ações de conservação não forem acompanhadas da revisão das demandas contratadas ou

adequação em um sistema tarifário mais indicado, o custo da energia poderia continuar no mesmo patamar de preço.

Por isso, busca-se, aqui, também auxiliar na formação dos futuros técnicos e engenheiros que serão os condutores do processo dentro das empresas utilizadoras de energia elétrica. Se estes profissionais estiverem atentos a tais oportunidades, com certeza isto acabará beneficiando o sistema elétrico como um todo e, barateando os custos de fabricação das empresas nas quais atuarem.

Na maioria dos processos industriais, o custo da energia elétrica não é o mais representativo. Por isso, nem sempre a melhor solução “elétrica” será a utilizada pelos consumidores, devendo-se respeitar as características do cliente em seu processo produtivo.

Os consumidores faturados no Grupo “B”, por serem faturados de forma monômia – apenas consumo de energia - têm os seus custos constantes, o que representa uma limitação na aplicação da metodologia e nos resultados possíveis.

Deste modo, no trabalho centrar-se-á o estudo para os consumidores faturados no Grupo “A”. Estes consumidores, além de possuírem característica de faturamento binômio, o que representa custos variáveis em função da forma de utilização, possuem, como já foi dito anteriormente, outros sistemas tarifários com estruturas de tarifas diferenciadas, em função da hora e período sazonal, portanto oferecendo diversas possibilidades de resultados.

Desta forma, o estudo visa mostrar, não apenas qual o melhor sistema tarifário à empresa, fato que *softwares* como o ENERCALC2 do LABEE/UFSC já fazem, principalmente como as diversas variáveis elétricas e a forma de utilização de energia a ela conduziram, tentando-se com isto não apenas chegar ao resultado final, mas também orientá-los em mudanças na busca do melhor desempenho, criando uma cultura de análise do custo e repassando este conhecimento aos mais diversos profissionais.

## 4.2 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia de análise proposta, não pretende esgotar o assunto, já que algumas variáveis não são aqui analisadas para todas situações possíveis, pois a



figura 01 tem os seus passos centrados em uma instalação já existente e que possui o seu atendimento em Alta Tensão.

Portanto, para os consumidores, já existentes, atendidos em Baixa Tensão e para os consumidores novos que estão sendo atendidos, este fluxograma de análises não se aplica. Por este motivo, toda vez que há uma decisão de mudança de sistema tarifário, a análise é finalizada porque a rotina de análise passa a ser outra, aqui não abordada.

Por não ser este o foco principal do trabalho, possibilidades de mudança de grupo tarifário, contidas na resolução ANEEL n.º 456 em seus artigos 79 a 82, não foram abordados com maior profundidade.

A definição de um melhor sistema tarifário nem sempre é definitivo para executar-se as alterações, pois algumas situações devem ser melhor avaliadas antes de se proceder as prováveis mudanças. Entre estes motivos, pode-se citar:

- Impedimentos legais quanto a legislação, tais como:
  - o Mudança tarifária executada a menos de 12 meses;
  - o Tensão ou demanda incompatíveis com o melhor sistema tarifário.
- Estrutura tarifária do melhor sistema tarifário. Como exemplo, pode-se citar a necessidade de contratação de demanda na Ponta para o Horo-sazonal Azul, que, por possuir uma tarifa de ultrapassagem muito cara, pode ser determinante para se escolher o sistema Horo-sazonal Verde por não possuir esta estrutura tarifária.
- Possibilidades de mudança de sistema tarifário, de uma vez a cada 12 meses.

Esta regra provoca excessiva cautela aos consumidores, especialmente quando:

- o As vantagens da mudança são pouco significativas financeiramente;
- o Não existe uma definição muito clara da forma de utilização da energia elétrica na instalação.

O diagrama de blocos do processo é o seguinte:



Figura 01 – Metodologia de análise proposta para uma instalação.

Cada um dos blocos acima, dá origem a uma nova figura, que pode ser melhor visualizada a seguir, e se constitui um roteiro para analisar-se uma instalação existente, atendida em Alta Tensão, na procura do melhor sistema tarifário, que representa o menor custo da energia elétrica dentro de um processo produtivo.

As figuras finais, separadas por bloco, ficam da seguinte forma:

a) 1.º Bloco: ANALISAR O SISTEMA TARIFÁRIO ATUAL E AS POSSIBILIDADES

A figura 02 que trata deste bloco, visa identificar as possibilidades tarifárias que o cliente possui. A tensão de fornecimento e a demanda de potência, são as determinantes para esta decisão.

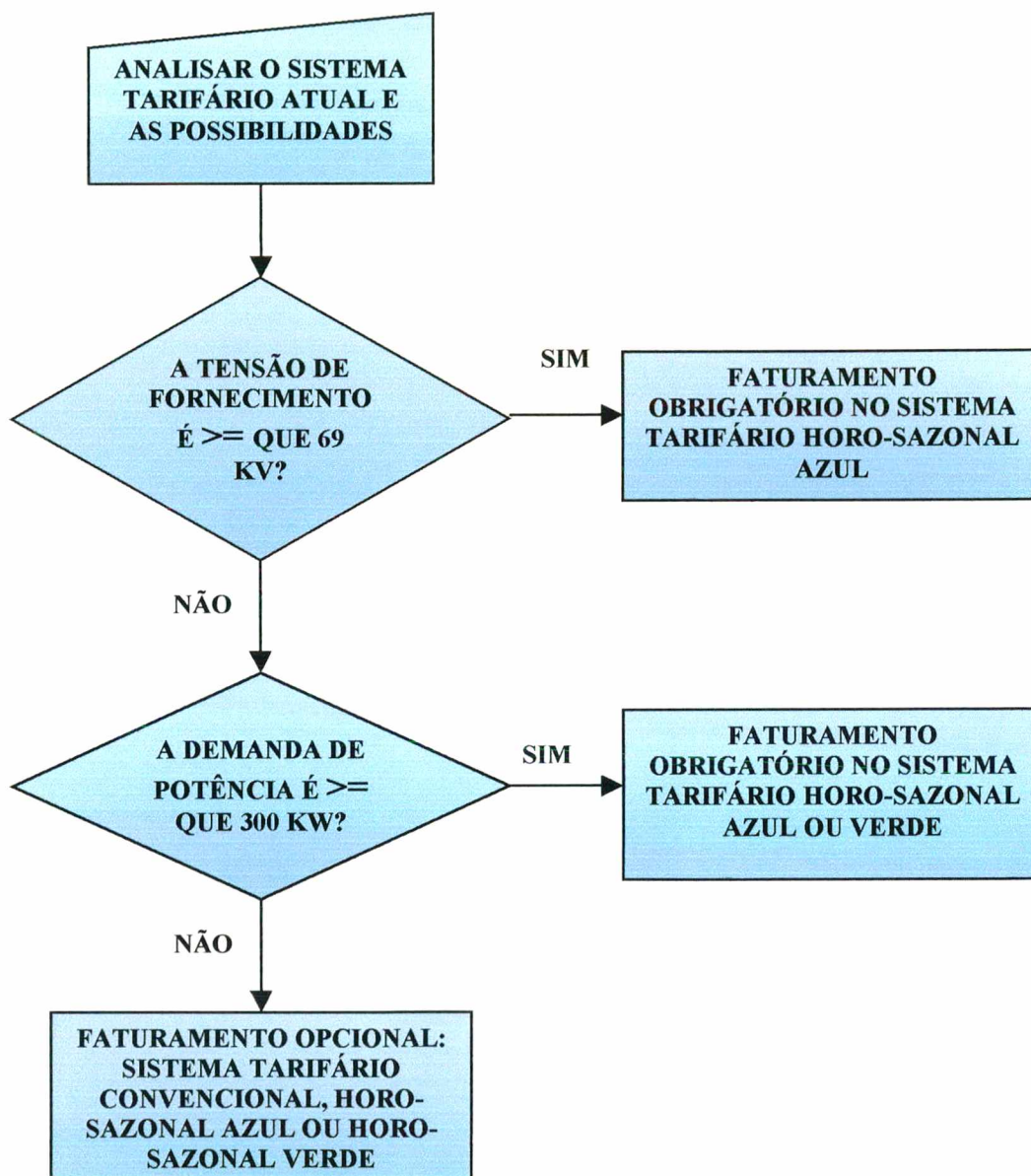


Figura 02 – Análise das possibilidades tarifárias da instalação.

2.º Bloco: ANALISAR A FORMA DE FUNCIONAMENTO DA INSTALAÇÃO:

Dentro da proposição deste trabalho, a figura, a seguir, trata do foco principal do estudo, pois, para a sua correta aplicação, há a necessidade de um estudo mais



profundo das diversas variáveis elétricas envolvidas no processo de fabricação e como as mesmas se relacionam entre si.

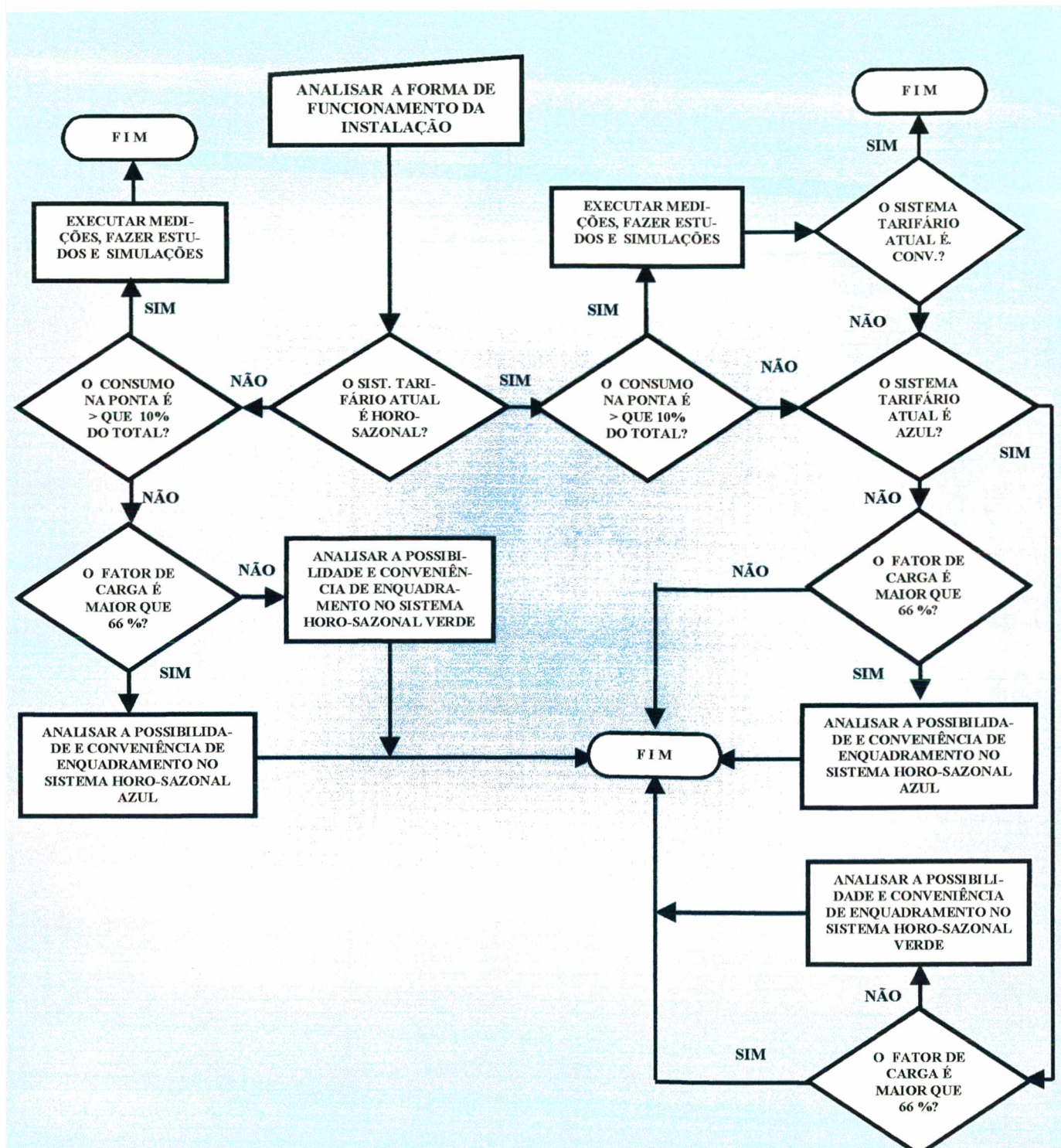


Figura 03 – Análise da forma de funcionamento da instalação.

### 3.º Bloco: ANALISAR AS DEMANDAS MEDIDAS E CONTRATADAS:

Após definido o melhor sistema tarifário, há a necessidade de se definir a demanda realmente necessária à instalação, especialmente se o sistema tarifário não se alterar. Quando existe uma mudança de sistema tarifário, ou da forma de absorção de energia elétrica, nem sempre será conveniente se alterar a demanda contratada.

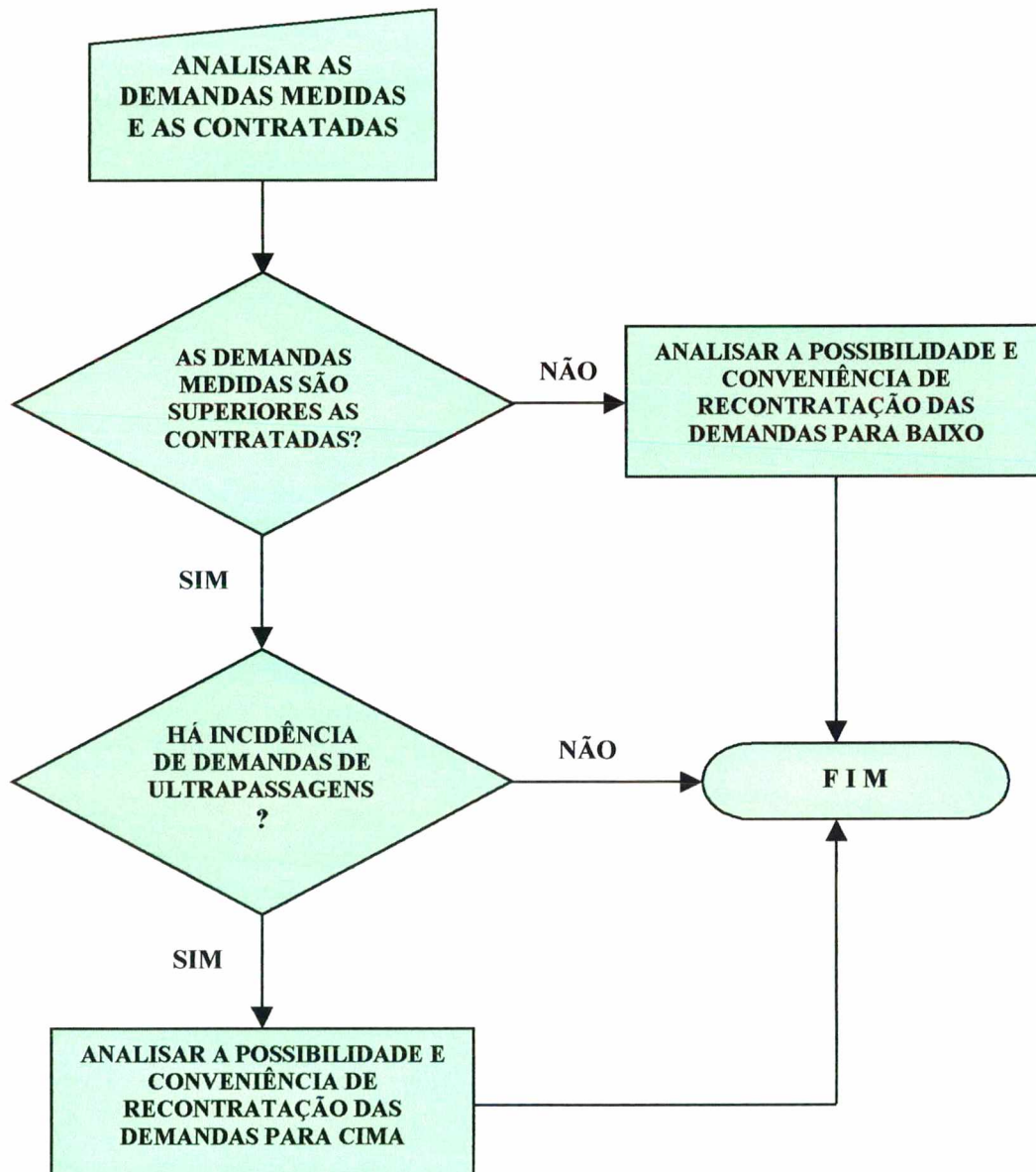


Figura 04 – Análise das medidas contratadas.



## 4.º Bloco: ANALISAR OS EXCEDENTES REATIVOS:

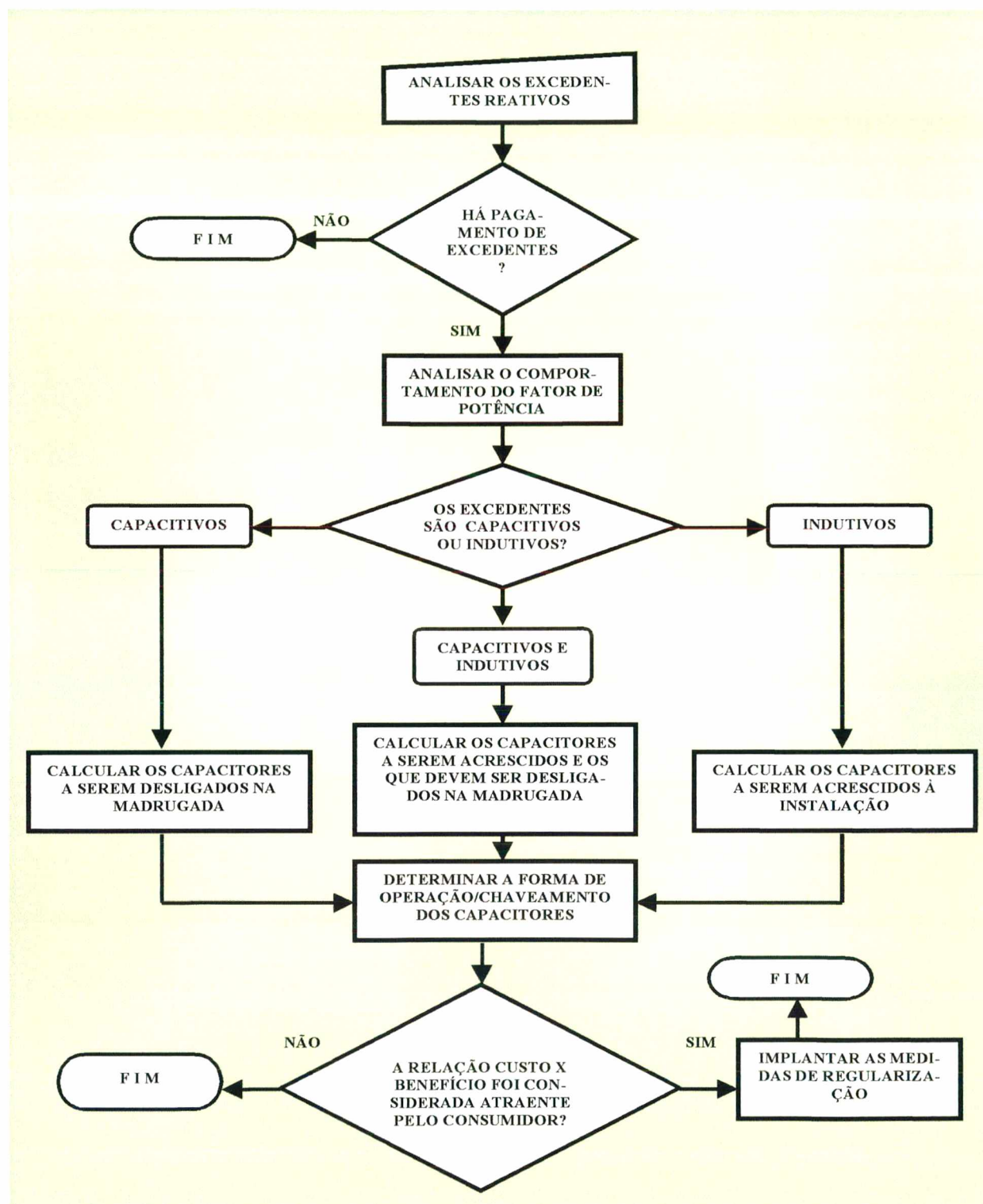


Figura 05 – Análise dos excedentes reativos.

Esta última figura trata da rotina de análise dos excedentes reativos na instalação que são sempre indesejáveis, e geralmente apresentam uma ótima relação custo X benefício.

Como a proposição do trabalho é a de procurar mostrar como as diversas variáveis se relacionam entre si, apresenta-se uma descrição dos passos e das informações principais para o entendimento dos motivos que conduzem a esta definição final.

### 4.3 SIMULAÇÃO TARIFÁRIA

A simulação tarifária é um cálculo teórico para avaliar como pode ficar a fatura de energia elétrica deste consumidor nos diversos sistemas tarifários existentes. É o resultado mais imediato que se procura, e visa sinalizar ao consumidor qual destes sistemas representa o menor custo de produção, sendo o resultado mais visível de alguns aplicativos computacionais existentes.

As principais características dos diferentes sistemas tarifários são os seguintes: sistema Convencional, sistema Horo-Sazonal Azul, sistema Horo-sazonal Verde e diferenças entre os sistemas horo-sazonais Azul e Verde.

- O sistema Convencional possui uma estrutura tarifária mais simples, com uma tarifa para a demanda de potência e outra para o consumo de energia, independente do momento em que a energia elétrica é utilizada.

O sistema Convencional só pode ser aplicado às instalações com demandas inferiores a 300 kW, e é indicado àquelas unidades em que o uso de energia elétrica não pode ser reduzido no horário de Ponta, sendo indicado àquelas unidades consumidoras que possuem utilização de energia elétrica de uma forma mais acentuada (*regular*) e que não possam reduzir carga em horário de Ponta.

- O sistema Horo-Sazonal Azul é o que possui estrutura de faturamento mais complexa. Possui 2 (*duas*) tarifas diferentes para a demanda de potência (*Ponta e Fora*) e 4 (*quatro*) tarifas para o consumo de energia (*PS – horário de ponta em período seco, PU – horário de ponta em período úmido, FS – horário fora de ponta em período seco, e FU – horário fora de ponta em período úmido*). Para se comparar

este sistema com o Convencional, são utilizadas as tarifas de consumo equalizadas, médias anuais entre os períodos Seco e Úmido.

O sistema Horo-Sazonal Azul, pela sua estrutura, adapta-se melhor às instalações que possuem utilização de energia elétrica de forma intensa e constante ao longo do mês e particularmente em horário de Ponta. Por outro lado, existe a necessidade de se controlar esta demanda com bastante cuidado para se evitar o pagamento de ultrapassagens em horário de Ponta que, neste sistema, possuem tarifa bem elevada.

Este sistema tarifário é indicado aos consumidores que utilizam energia elétrica de forma bastante acentuada, que possam reduzir a carga em horário de Ponta e que possuam fator de carga na Ponta maior que 66 % (*sessenta e seis por cento*). O grande inconveniente deste sistema tarifário é a necessidade de contratação de demanda em horário de Ponta, obrigando um gerenciamento muito eficaz para a energia neste horário.

- O sistema tarifário Horo-Sazonal Verde possui uma estrutura intermediária entre as duas já analisadas. Possui, semelhante ao Azul, 4 (*quatro*) tarifas para os consumos de energia, em função dos segmentos horo-sazonais (*PS, PU, FS e FU*) e apenas uma tarifa para a demanda de potência, semelhante ao sistema Convencional.

A tarifa Horo-Sazonal Verde é mais indicada para aquelas situações em que não exista um controle das cargas muito rigoroso em horário de Ponta, o que faz com que as mesmas sejam utilizadas de forma não simétrica ao longo deste período, tornando, neste horário, o fator de carga abaixo de 66 % (*sessenta e seis por cento*). Este sistema tarifário é indicado também para aquelas unidades consumidoras que eventualmente tenham de utilizar a energia elétrica em horário de Ponta, pois não existe, neste caso, a necessidade de se contratar demanda para este horário.

- Como os sistemas horo-sazonais Azul e Verde possuem tarifas exatamente iguais para os segmentos Fora de Ponta, a única diferença ocorre na estrutura de faturamento adotada para o horário de Ponta do sistema elétrico. O sistema Azul possui estrutura tarifária binômica para o segmento, no qual a tarifa do consumo de energia elétrica é relativamente baixa e a tarifa da demanda de potência



relativamente alta. O sistema tarifário Verde, neste segmento, possui estrutura com característica monômnia, sendo faturado apenas o consumo de energia elétrica com tarifas relativamente caras.

Assim, aquelas unidades consumidoras que utilizam energia elétrica de forma muito acentuada e constante no horário de Ponta, absorverão quantidade grande de energia elétrica, com demanda de potência relativamente baixa. Esta forma de utilização de energia se reflete em um fator de carga na Ponta alto e, analisando-se as estruturas tarifárias acima, para estes casos o sistema tarifário Azul seria o mais indicado por possuir tarifa de consumo barata a ser aplicada a um valor de energia elétrica elevado, e uma tarifa de demanda cara a ser aplicada a um valor relativamente pequeno.

Naquelas unidades em que a energia se dá de forma não tão constante, havendo variação de carga ao longo do segmento de Ponta, projetará quantidade pequena de energia elétrica absorvida, para uma demanda de potência relativamente alta. Neste caso, característica de fator de carga baixo, o sistema tarifário indicado será o Verde, no qual não será faturada a demanda de potência, apesar da tarifa do consumo de energia ser caro, porém aplicado a um valor relativamente pequeno.

O fator de carga na Ponta de 66 % (*sessenta e seis por cento*) representa o equilíbrio entre as duas estruturas tarifárias. Abaixo deste valor, o melhor sistema a ser aplicado à instalação será o Verde e acima deste valor, o sistema Azul passa a representar um custo menor.

#### 4.4 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O consumo de energia elétrica guarda uma estreita relação com a quantidade de bem “produzido”, seja ele qual for, e será proporcionalmente maior naqueles meses em que houver maior produção de bens na instalação. As características da forma de absorção que influenciam o custo final da energia são as seguintes:

#### a) Sistema Convencional

Para o sistema tarifário Convencional, o custo unitário da energia elétrica depende diretamente da quantidade de energia absorvida. Naqueles meses em que o consumo de energia elétrica for maior, subentendendo-se maior produção da indústria, o custo da energia elétrica utilizada no produto será proporcionalmente menor, apesar do valor absoluto da fatura possuir um valor maior.

A forma com que a energia elétrica é utilizada não influencia em seu custo final, já que as tarifas aplicadas são absolutamente iguais, independente do momento em que é utilizada. Pelo fato destas tarifas serem constantes, o consumidor enquadrado neste sistema, não consegue avaliar, com clareza, o impacto com que a sua forma de utilização de energia influencia no sistema elétrico, não o induzindo a utilizar a energia elétrica mais adequadamente. Este foi um dos principais motivos da criação dos sistemas horo-sazonais.

#### b) Sistemas Horo-sazonais:

Os sistemas horo-sazonais possuem tarifas diferenciadas em função do segmento em que a energia elétrica é utilizada (PS, PU, FS e FU), possuindo tarifas mais caras nos horários de Ponta e nos Períodos Secos, dando a contrapartida de uma tarifa mais barata no horário Fora de Ponta e no Período Úmido. Isto sinaliza ao consumidor a possibilidade de baixar o seu custo da energia, induzindo-o a concentrar a sua produção naqueles períodos em que a energia oferece tarifa mais barata. Evidentemente que esta condição não deve se refletir numa ação que, beneficiando o custo de energia, venha a provocar transtornos operacionais e o acréscimo de outros tipos de custos em outros segmentos da indústria, mais significativos que os benefícios obtidos.

Assim, nos sistemas horo-sazonais, o custo final da energia elétrica guarda uma estreita relação com a redução que possa ser conseguida no horário de Ponta ~~e com um uso~~ mais intenso de energia elétrica nos horários Fora de Ponta. A maior utilização da energia elétrica Fora de Ponta, com menor utilização na Ponta, refletir-se-á em um custo de energia elétrica proporcionalmente menor no produto.

## 4.5 DEMANDA DE POTÊNCIA

A demanda de potência ativa é a média das potências dentro de intervalos de 15 minutos. Ao longo do mês, o medidor faz aproximadamente 2.920 verificações, assumindo o maior valor destas como a demanda medida no mês de faturamento. A demanda de potência independe da quantidade de produção do mês, representando a necessidade simultânea de carga para a produção mensal.

Independente do sistema tarifário, as instalações que pertencem ao grupo “A”, por força da legislação já citada, têm necessidade de elaborar contratos de fornecimento com as concessionárias de energia que as atendem. A demanda faturada, nestas instalações, sempre será a maior demanda entre o valor contratado e o medido dentro do período de faturamento.

Se a demanda contratada for maior do que a medida, o custo da energia elétrica será acrescido, indesejavelmente, pelo pagamento de uma parcela de carga sem utilização. Por outro lado, se a demanda medida for maior que a contratada será ela a faturada.

No entanto, se a demanda medida superar o limite máximo permitido pela legislação, sobre esta parcela incidirão tarifas que possuem valores aproximadamente 3 (três) vezes mais caros que os normais. Assim, o valor contratado deverá ser o mais próximo possível da necessidade da instalação, o que nem sempre é fácil de ser determinado com antecedência. Quanto mais distantes estes valores ficarem, maior será o custo da energia, ou pelo pagamento de parcela sem uso, ou pelo pagamento de demandas de ultrapassagem. O grande desafio é, e sempre será, a determinação das necessidades com antecedência, pois analisar os valores do passado é extremamente fácil.

Para os sistemas Convencional e horo-sazonal Verde, a demanda de potência possui apenas uma tarifa, independente do momento em que foi utilizada. Geralmente para o sistema Verde, a maior demanda acontece no horário Fora de Ponta, pela própria sinalização de uma tarifa mais cara na Ponta.

O sistema tarifário horo-sazonal Azul, com uma estrutura mais elaborada, possui dois preços para serem aplicados às demandas faturadas de Ponta e de Fora da Ponta. Neste caso, a análise é feita independentemente para os

segmentos, podendo, por exemplo, ser faturada a demanda contratada para o segmento Fora da Ponta e a demanda medida, com ultrapassagem, para o período de Ponta. A necessidade e a dificuldade de se contratar a demanda no horário de Ponta, no qual as tarifas possuem valores muito elevados, especialmente a tarifa a ser aplicada na ultrapassagem, limitam um pouco a utilização deste sistema tarifário às instalações de menor porte, onde o controle da demanda dificilmente é feito de maneira automática.

#### 4.6 FATOR DE CARGA

O fator de carga é calculado pela relação entre a demanda média e a máxima de um período, sendo uma das informações mais importantes da fatura, que está diretamente ligada à Forma de Utilização de energia.

Quanto maior o seu valor, menor será o custo da energia elétrica embutido no preço do produto, seja ele qual for, representando um uso racional e eficiente da energia elétrica, posta à disposição do consumidor pela concessionária.

Um fator de carga baixo, por seu lado, indica uso concentrado da energia elétrica, representando uso ineficiente da energia elétrica. Os sistemas tarifários binômios possuem um mecanismo em suas estruturas que acabam refletindo esta eficiência em um custo menor; portanto, quanto maior for este índice, menor será o custo relativo da energia elétrica.

Para aumentar o fator de carga, deve-se aumentar o consumo, diminuir a demanda ou ambas. Como o aumento do consumo deve, obrigatoriamente, corresponder a um aumento da “produção”, isto será regulado pelo mercado. A redução da demanda parece mais fácil de ser conseguida; porém, passa por uma análise mais profunda do uso da energia na instalação visando identificar hora e causas de eventuais picos da mesma.

#### 4.7 FATOR DE POTÊNCIA

Quando a relação entre a energia elétrica ativa absorvida pelas cargas (kWh) e a energia elétrica gerada, transmitida, distribuída e entregue à instalação

(kVAh) no mesmo período, que é o fator de potência, situar-se abaixo de 92 %, indutivo ou capacitivo, dependendo do horário analisado e do sistema tarifário adotado, incidirá sobre a instalação a cobrança de excedentes reativos. Estes excedentes reativos são característicos da carga, situação que não pode ser corrigida apenas com o uso racional da energia da instalação.

A legislação prevê a possibilidade do fator de potência ser verificado de forma horária, sem poder compensá-lo nos períodos além desta hora analisada e permitindo também a cobrança de baixos fatores de potência, se capacitivos e durante a madrugada. A aplicação integral do previsto na legislação, ainda, não foi implementada pela dificuldade de serem adequados todos os equipamentos para medirem nas novas condições.

Ao se analisar o baixo fator de potência de uma instalação, a primeira verificação, e o que se elege como principal, é o quanto isto está onerando a fatura de energia elétrica. Porém, ao se regularizar o fator de potência, cujo ideal é de 100 %, tão ou mais importantes, que a eliminação destas cobranças, são os benefícios que se obtêm à instalação como um todo, tais como menor perda por aquecimento (*Joule*) e a liberação de carga aos transformadores e alimentadores, obtendo-se com isto uma energia com melhor qualidade, pois se minimizarão as quedas de tensão. Em muitas situações, um acréscimo de carga pode ser feito a partir desta liberação, sem a necessidade de maiores investimentos.

No âmbito de atendimento da COPEL, a verificação está sendo feita da seguinte forma:

Se a instalação estiver enquadrada no sistema Convencional, o fator de potência ainda não está sendo analisado de forma horária, nem considerados os fatores de potência capacitivos, ou seja, feitos pela média mensal. Os medidores utilizados possuem catraca, impedindo que os valores já computados, quando o fator de potência estava indutivo, sejam desmarcados quando o mesmo passa a ser capacitivo. Esta situação fica um pouco prejudicada pela utilização de medições pelo método chamado de "Qh", em que o medidor continua girando positivamente, com o fator de potência de até 30 % capacitivos, situação que os medidores eletrônicos já não permitem.

Para as instalações enquadradas nos sistemas horo-sazonais, Azul ou Verde, a verificação do fator de potência é executada de forma horária. Caso o

fator de potência indutivo se situe abaixo de 92 %, durante o período compreendido entre as 6 horas e as 24 horas do dia, há a incidência de cobranças pela absorção de excedentes reativos. No período entre as 0 (zero) horas e as 6 horas, o fator de potência indesejável, em que existe a cobrança de excedentes reativos, é aquele situado abaixo dos 92 % capacitivos. As medições existentes são eletrônicas e, em alguns casos, ainda obtidas a partir do sistema Qh, o que impede a aplicação integral e correta do fator de potência capacitivo na madrugada.

Os dados disponibilizados pela concessionária ao consumidor, normalmente, são insuficientes para uma análise mais detalhada, pois apenas mostram a quantidade de excedentes reativos, sem especificar os períodos em que os mesmos foram verificados

Estes dados, para o horário Fora de Ponta, não permitem identificar se a cobrança se refere à falta de reativos indutivos, durante o período entre 6 e 24 horas, ou se o mesmo é devido ao excesso de reativos capacitivos, entre 0 e 6 horas. Além disso, os dados não permitem o cálculo da quantidade de reativos indutivos faltantes naquelas horas já citadas, ou da quantidade de excessos reativos capacitivos na madrugada.

Neste caso, e para todos os consumidores enquadrados nos sistema horosazonais, o dimensionamento e a forma de operação da correção de reativos só podem ser feitos pelo perfil de carga da instalação.

#### 4.8 CUSTO DO CONSUMO MENSAL

Como este trabalho pretende analisar o preço médio da compra da energia elétrica, sem entrar na análise do rendimento dos processos produtivos, o correto enquadramento da unidade consumidora à sua forma de utilização se refletirá em um preço médio menor da energia elétrica. As variáveis elétricas, até aqui analisadas, são o reflexo deste hábito de uso.

Assim como o valor absoluto da fatura de energia elétrica é uma informação que deve ser cruzada com a quantidade produzida, estes preços médios são analisados em seu valor unitário em R\$ por kWh, para que se possa comparar os

diferentes desempenhos entre os meses de uma mesma instalação, ou entre instalações de portes diferentes.

Se um consumidor for faturado no Grupo “B”, o custo de energia será sempre o mesmo (*constante*). Neste caso, a única forma de se reduzir o valor final da energia elétrica é através da conservação de energia, alterando-se o rendimento do processo. Se o mesmo for faturado em qualquer dos sistemas tarifários do Grupo “A”, além da possibilidade de redução através da conservação, poderá também conseguir resultados através da mudança de hábitos no uso da energia elétrica, pois um dos grandes méritos dos sistemas tarifários binômios é o de, por não possuir custos fixos, induzir o próprio consumidor a utilizar a energia elétrica da maneira mais inteligente possível, na quantidade adequada e ser faturado no melhor sistema tarifário para obter custo menor da energia. Logo a seguir, será analisado o comportamento do custo de energia elétrica para os diferentes sistemas tarifários do Grupo “A”.

#### a) Sistema Convencional

Se um determinado consumidor estiver enquadrado no sistema tarifário Convencional, pelo fato das tarifas praticadas serem constantes ao longo do tempo, o custo da energia elétrica dependerá única e exclusivamente do fator de carga da instalação. Assim, o custo unitário da energia elétrica mensal, seria calculado pela seguinte expressão:

Custo Unitário do kWh =  $T_c + [T_d / (F_c \times 730)]$ , onde:

- $T_c$ : Tarifa do consumo de energia elétrica praticado pela concessionária de energia para o subgrupo correspondente no sistema Convencional;
- $T_d$ : Tarifa da demanda de potência praticado pela concessionária para o subgrupo correspondente no sistema Convencional;
- $F_c$ : Fator de carga no mês analisado;

730: Número de horas consideradas para 1 (um) mês de faturamento.

#### b) Sistemas Horo-sazonais:

Para os sistemas horo-sazonais, Azul ou Verde, este cálculo é um pouco mais complexo. Pelo fato das tarifas de energia elétrica possuírem quatro valores distintos, em função do horário (*Ponta e Fora*) e em função do período (*Seco ou Úmido*), além do custo da energia elétrica ficar muito dependente da modulação da

carga que pode ser conseguida para o horário de Ponta, dependerá do perfil da produção ao longo do ano.

Pelo aspecto horário, redução da carga no horário de Ponta, os resultados conseguidos são mais palpáveis, pois o impacto de redução do custo é imediato. Pelo lado de se procurar induzir o consumidor a produzir mais no período sazonal Úmido, utilizando-se maior quantidade de energia elétrica naqueles períodos de maior abundância de água, os resultados não são muito animadores devido à necessidade de se planejar para um prazo mais longo, e porque quem regula a necessidade de produção será o mercado utilizador do “bem” produzido.

Assim, para calcular os custos da energia elétrica, dever-se-á considerar o valor da fatura total mensal e a quantidade de energia absorvida.

Caso o consumidor esteja enquadrado no sistema tarifário horo-sazonal Azul, o cálculo nos demais sistemas tarifários será bem simples, pois todos os dados serão conhecidos.

Se o consumidor estiver faturado no sistema tarifário horo-sazonal Verde, o cálculo no sistema Convencional também é simples. Por possuir uma tarifa muito cara, a definição do valor a ser considerado para a demanda contratada na Ponta é a grande dificuldade para o cálculo no sistema Azul, especialmente porque, na prática, este valor deveria ter sido definido com antecedência.

Para os consumidores faturados no sistema Convencional, o cálculo do faturamento nos sistemas horo-sazonais será essencialmente teórico, pois os medidores utilizados neste sistema são totalmente impróprios para a definição dos valores de Ponta e Fora de Ponta. Neste caso, somente com uma simulação, os custos podem ser definidos com maior segurança.



## **5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA**

### **5.1 ANÁLISE DA APLICAÇÃO**

A metodologia proposta no capítulo 4 foi aplicada em três empresas da região metropolitana de Curitiba, apresentando os resultados adiante discutidos.

Trata-se de três indústrias que apresentam características próprias no que diz respeito à sua produção, mas que, parece, por observarem os mesmos procedimentos quanto à utilização da energia e, conseqüentemente, buscarem economizá-la para não encarecerem o seu produto, propiciaram a aplicação da metodologia.

### **5.2 ESTUDO DO PRIMEIRO CASO**

A sistemática apresentada neste trabalho, foi utilizada numa empresa de manufaturados de aço, situada na cidade de Colombo, Paraná. Aplicando-se a metodologia proposta, chega-se à seguinte conclusão:

**1.º Bloco:** Analisar o sistema atual e as possibilidades:

Quando foi aplicada esta metodologia – no mês de setembro de 2000 – o consumidor possuía uma demanda contratada de 780 kW, atendida pela tensão de 13,8 kV, pertencente ao subgrupo A4, sistema tarifário Horo-sazonal Verde, e possuía uma potência total instalada de 2.050 kVA, em 3 transformadores.

Os dois determinantes, nestes passos, são a tensão de fornecimento e a demanda contratada. Como a tensão de fornecimento era de 13,8 kV, isto permitia, em princípio, que o consumidor pudesse optar por qualquer dos sistemas tarifários pertencentes ao Grupo “A”. Porém, como a demanda de potência era de 780 kW, o mesmo poderia optar apenas pelos sistemas tarifários horo-sazonais – Azul ou Verde.

**2.º Bloco:** Analisar a forma de funcionamento da instalação:

Este fluxograma visa identificar, dentre os possíveis, o sistema tarifário que representa o menor custo de produção para o consumidor. Dentro desta ótica, as análises foram aprofundadas para que se pudesse responder alguns questionamentos, já citados no fluxograma.

Executou-se, então, uma série de medições, estudos e simulações, visando identificar a tipologia de utilização de energia elétrica do mesmo. Pode-se identificar que o consumidor não tinha pretensão de aumento de carga e que a forma de funcionamento, até então, era a que espelhava fielmente o seu futuro próximo.

O sistema tarifário aplicado à instalação era o sistema Horo-sazonal Verde e, como o fator de carga na Ponta médio do período observado se situava em torno de 60 %, caracterizava que o melhor sistema tarifário era, realmente, o que estava enquadrado atualmente, isto é, o Horo-sazonal Verde.

### 3.º Bloco: Analisar as demandas medidas e contratadas.

Observou-se que a instalação sempre estava utilizando demandas acima das contratadas. O reflexo disso foi de que, no mês de agosto de 2000, houve o pagamento de demanda de ultrapassagem, fato que não havia acontecido antes por mero acaso, pois os valores medidos estavam ultrapassando o contratado em percentuais bem próximos aos 10 % tolerados pela legislação.

Como era possível e conveniente, foi ajustado o contrato de demanda para 830 kW, que reflete as necessidades do cliente, já que a carga estava estabilizada. Esta ação foi muito oportuna, pois evitou que, nos meses seguintes, houvesse a ocorrência de demandas de ultrapassagem, já que o valor medido se situou um pouco acima do que estava sendo observado até então.

### 4.º Bloco: Analisar os excedentes reativos:

Este foi um dos primeiros assuntos levantados pelo cliente. Existia o pagamento de excedentes reativos e, na ótica do mesmo, os capacitores existentes eram insuficientes para corrigir o fator de potência da carga.

Foram executadas medições e análises do comportamento do fator de potência durante um mês inteiro, hora a hora, visando caracterizar de que origem, capacitivo ou indutivo, os mesmos eram.

Observou-se, então, que a instalação pagava excedentes reativos indutivos e capacitivos, sendo estes muito mais representativos que os primeiros. Caracterizou-se que o problema era devido, essencialmente, na forma de operação dos capacitores existentes, que permaneciam ligados durante alguns períodos em que a carga na madrugada se reduzia. Isto era fruto, principalmente, da dificuldade de se

avaliar instantaneamente as necessidades reativas da carga, existindo ainda o risco de, desligando-os, não ligá-los nos demais períodos.

Em vista disso, foram executados alguns treinamentos e orientações quanto à forma de operação dos bancos de capacitores, além do cálculo da necessidade de reativos, ainda existente em alguns períodos. Estes problemas estão sendo finalizados com a instalação de um adequado sistema gerenciador de energia, para controle de fator de potência e da demanda, já que a relação custo X benefício se mostrou atrativa.

Em uma situação normal de trabalho, os estudos estariam finalizados. Porém, como uma das proposições deste trabalho é a transferência de conhecimento a profissionais que estejam tomando conhecimento com estes assuntos, apresenta-se aqui um aprofundamento maior nas variáveis da instalação.

A análise feita, além da forma de utilização de energia atual, abrange os resultados obtidos pela empresa nos últimos 12 meses, de abril de 2.000 a março de 2.001, comparando os desempenhos mensais entre si. As tarifas utilizadas para o estudo foram as vigentes em 06/04/2001, para o subgrupo A4, pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL, conforme é mostrado adiante. Os meses de faturamento são os períodos abrangidos entre o dia 21 de um mês ao dia 20 do mês seguinte. Assim, o faturamento do mês de fevereiro de 2001 abrange, em princípio, o período do dia 21/01/2001 a 20/02/2001.

Além da aplicação desta metodologia à empresa, foi desenvolvido um treinamento junto aos funcionários da mesma, quando se analisou onde, como e em que situação a energia é absorvida e quais os custos de fabricação nos diversos segmentos horo-sazonais e sistemas tarifários. Executou-se, também, um enfoque na conservação de energia elétrica em suas residências, buscando com isto induzi-los a trazer e aplicar para a empresa os conceitos trabalhados.

Este consumidor, conforme a legislação já apresentada, pode também optar pelo sistema Horo-sazonal Azul. Apesar de o mesmo não poder optar pelo sistema tarifário Convencional, foi analisada também esta condição na busca da transferência do conhecimento.

A empresa possui duas linhas de produção bastante específicas. A primeira trabalha com laminação, sendo responsável por 90 % de toda energia elétrica absorvida pela empresa. A segunda linha de produção trabalha com perfis e absorve

os restantes 10 % desta energia, já que o setor administrativo da empresa é pouco significativo eletricamente, dentro do processo.

### 5.2.1 Dados Utilizados

Para obter as diversas tabulações, foi montado um banco de dados com os valores medidos durante o período de abril de 2000 a março de 2001, na empresa citada. Os dados utilizados para as análises estão representados na tabela abaixo.

Tabela 1 – Dados utilizados entre abril de 2000 a março de 2001.

	Abril 00	Mai 00	Jun. 00	Jul. 00	Ago. 00	Set. 00	Out. 00	Nov. 00	Dez. 00	Jan. 01	Fev. 01	Mar. 01	Média
Dem. Med. FP	849	850	839	858	860	848	845	870	893	787	817	858	848
Dem. Med. P	101	100	77	96	139	116	115	84	93	89	123	119	104
Dem. Cont.	780	780	780	780	780	780	830	830	830	830	830	830	805
Cons. Exc. FP	9.048	9.360	11.064	1.320	1.032	2.976	4.008	3.216	1.944	4.248	1.512	1.464	4.266
Cons. Exc. P	0	0	0	55	0	1	143	380	424	188	130	212	128
Cons. Exc. Total	9.048	9.360	11.064	1.375	1.032	2.977	4.151	3.596	2.368	4.436	1.642	1.676	4.394
Fator Carga FP	0,27	0,26	0,12	0,23	0,31	0,23	0,26	0,23	0,24	0,12	0,26	0,26	0,23
Fator Carga P	0,55	0,58	0,55	0,57	0,65	0,62	0,68	0,60	0,66	0,44	0,62	0,69	0,60
Fator Carga Geral	0,25	0,25	0,11	0,21	0,29	0,22	0,25	0,22	0,22	0,11	0,26	0,23	0,22
Cons. Med. FP	151.176	149.688	65.376	129.120	175.680	129.792	148.128	135.360	141.744	62.928	143.400	140.760	131.096
Cons. Med. P	3.590	3.800	2.773	3.537	5.898	4.660	5.109	3.276	3.376	2.572	4.990	4.572	4.013
Cons. Total	154.766	153.488	68.149	132.657	181.578	134.452	153.237	138.636	145.120	65.500	148.390	145.332	135.109
Imp. Total	17.349	18.658	12.571	16.117	21.703	16.871	18.480	16.779	16.840	11.356	17.277	17.112	16.760
Custo Unit.	0,11210	0,12156	0,18447	0,12150	0,11953	0,12548	0,12060	0,12104	0,11605	0,17338	0,11644	0,11775	0,12916
Cons. Exc/ Ativo	5,846	6,098	16,235	1,037	0,568	2,214	2,709	2,594	1,632	6,773	1,107	1,153	3,252
Cons. FP / P	42,11	39,39	23,58	36,51	29,79	27,85	28,99	41,32	41,99	24,47	28,74	30,79	32,67
Imp. Fora Ponta	15.159	16.301	10.849	3.887	18.042	13.978	15.220	14.510	14.520	9.671	14.152	14.192	14.207
Imp. na Ponta	2.190	2.357	1.722	2.230	3.661	2.894	3.261	2.270	2.321	1.685	3.126	2.921	2.553
Imp. Total	17.349	18.658	12.571	6.117	21.703	16.872	18.481	16.780	16.841	11.356	17.278	17.113	16.760



Legenda:

Dem. Med. FP: Demanda medida em horário Fora da Ponta;  
 Dem. Med. P: Demanda medida em horário de Ponta;  
 Dem. Cont.: Demanda contratada para os diversos meses;  
 Cons. Exc. FP: Consumo excedente reativo para o horário Fora da Ponta;  
 Cons. Exc. P: Consumo excedente reativo para o horário de Ponta;  
 Cons. Exc. Total: Consumo excedente reativo total;  
 Fator Carga FP: Fator de carga em horário Fora da Ponta;  
 Fator Carga P: Fator de carga em horário de Ponta;  
 Fator Carga Geral: Fator de carga resultante (total);  
 Cons. Med. FP: Consumo medido em horário Fora da Ponta;  
 Cons. Med. P: Consumo medido em horário de Ponta;  
 Cons. Total: Consumo resultante total;  
 Custo Unit.: Preço médio do kWh no mês;  
 Cons. Exc/Ativo: Percentagem dos consumos excedentes em relação aos consumos ativos;  
 Cons. FP/P: Consumo Fora de Ponta pelo consumo de Ponta;  
 Imp. Fora Ponta: Importe em horário Fora da Ponta;  
 Imp. na Ponta: Importe em horário de Ponta;  
 Imp. Total: Importe total (valor da fatura de energia elétrica).

A tabela 1, acima apresentada, mostra os dados elétricos e financeiros verificados durante o período avaliado, que propiciaram as análises adiante apresentadas.

Tabela 2 – Tarifas aplicáveis ao consumidor.

TARIFAS - A4	AZUL	VERDE	CONVENCIONAL
Demanda Fora	5,23	5,23	5,93
Demanda na Ponta	15,68		R\$ kW
Cons. Fora – Per. Úmido	0,04323	0,04323	
Cons. Fora – Per. Seco	0,04891	0,04891	
Cons. Equalizado Fora	0,04654	0,04654	0,08691
Cons. Ponta – Per. Úmido	0,09522	0,045795	R\$ kWh
Cons. Ponta – Per. Seco	0,10288	0,046556	
Cons. Equalizado Ponta	0,09969	0,046239	

A tabela 2 mostra as tarifas praticadas pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL aos seus clientes, enquadrados no subgrupo A4, na data de 09/04/2001.

### 5.2.2 Simulação Tarifária

Neste estudo, foi utilizada a média dos valores medidos do consumidor no período avaliado, aplicando-se aos mesmos as tarifas médias anuais (*equalizadas*) vigentes, não se considerando os excessos reativos, ultrapassagens e taxas diversas que independem do sistema tarifário utilizado.

As tarifas e os valores elétricos utilizados nos cálculos foram obtidos das tabelas citadas anteriormente.

Esses cálculos podem ser por sistema Convencional, Horo-sazonal Azul e Horo-sazonal Verde.

#### a) Sistema Convencional

Caso o cliente, também, pudesse ser enquadrado no sistema Convencional, o cliente teria a sua fatura calculada da seguinte forma:

Os valores considerados são os seguintes:

- Demanda de potência = 848 kW;
- Consumo de energia elétrica = 135.109 kWh;
- Tarifa de demanda = R\$ 5,93 por kW;
- Tarifa de consumo = R\$ 0,08691 por kWh;
- ICMS = 25 % por dentro.

Importe da demanda:  $848 \times 5,93 \times 4/3 = \text{R\$ } 6.704,85$

Importe do consumo:  $135.109 \times 0,08691 \times 4/3 = \text{R\$ } 15.656,43$

Total da fatura no sistema Convencional: R\$ 22.361,28

Custo unitário do kWh : R\$ 0,16551 por kWh absorvido.

#### b) Sistema Horo-Sazonal Azul

No enquadramento Horo-sazonal Azul, o cálculo seria feito da seguinte forma:

Valores considerados para os cálculos:

- Demanda de potência Fora da Ponta = 848 kW;
- Demanda de potência na Ponta = 104 kW;
- Consumo de energia Fora da Ponta = 131.096 kWh;
- Consumo de energia na Ponta = 4.013 kWh;
- Tarifas:
  - Demanda Fora da Ponta = R\$ 5,23 por kW;
  - Demanda na Ponta = R\$ 15,68 por kW;
  - Consumo Fora da Ponta = R\$ 0,04654 por kWh;
  - Consumo na Ponta = R\$ 0,09969 por kWh;
- ICMS = 25 % por dentro.

Importes:

- Demanda Fora da Ponta:  $848 \times 5,23 \times 4/3 = \text{R\$ } 5.913,39$ ;
- Demanda na Ponta:  $104 \times 15,68 \times 4/3 = \text{R\$ } 2.174,29$ ;
- Consumo Fora da Ponta:  $131.096 \times 0,04654 \times 4/3 = \text{R\$ } 8.134,94$ ;
- Consumo na Ponta:  $4.013 \times 0,09969 \times 4/3 = \text{R\$ } 533,40$ ;
- Total da fatura no sistema Horo-sazonal Azul: R\$ 16.756,02;
- Custo unitário do kWh : R\$ 0,12402 por kWh absorvido.

#### c) Sistema Horo-Sazonal Verde

Para o sistema tarifário Horo-sazonal Verde, no qual inclusive este cliente está enquadrado, o cálculo seria executado da seguinte forma:

Valores utilizados nos cálculos:

- Demanda de potência = 848 kW;
- Consumo de energia Fora da Ponta = 131.096 kWh;
- Consumo de energia na Ponta = 4.013 kWh;
- Tarifas:
  - Demanda = R\$ 5,23 por kW;
  - Consumo Fora da Ponta = R\$ 0,04654 por kWh;
  - Consumo na Ponta = R\$ 0,46239 por kWh;
- ICMS = 25 % por dentro.

Importes:

- Demanda :  $848 \times 5,23 \times 4/3 = \text{R\$ } 5.913,39$ ;



- Consumo Fora da Ponta:  $131.096 \times 0,04654 \times 4/3 = \text{R\$ } 8.134,94$ ;
- Consumo na Ponta:  $4.013 \times 0,46239 \times 4/3 = \text{R\$ } 2.474,09$ ;
- Total da fatura no Horo-sazonal Verde:  $\text{R\$ } 16.522,42$ ;
- Custo unitário do kWh :  $\text{R\$ } 0,12229$  por kWh absorvido.

Pelas simulações acima, pode-se observar que o sistema tarifário Horo-sazonal Verde é o mais indicado ao consumidor, por representar o menor custo de produção. Como, na média, o fator de carga na Ponta foi de 60 % (*sessenta por cento*), o melhor sistema ficou sendo o sistema Horo-sazonal Verde, no qual está enquadrado, representando, o sistema Horo-sazonal Azul, um custo 1,4 % mais caro que o atual. O gráfico 1 mostra quais seriam os valores das faturas nos diversos sistemas tarifários.

Tabela 03 - Resultado das simulações tarifárias.

Sistema Tarifário	Importe Médio (R\$)	Preço Médio (R\$ / kWh)
Convencional	22.361,28	0,16551
Horo-sazonal Azul	16.756,02	0,12402
Horo-sazonal Verde	16.522,42	0,12229

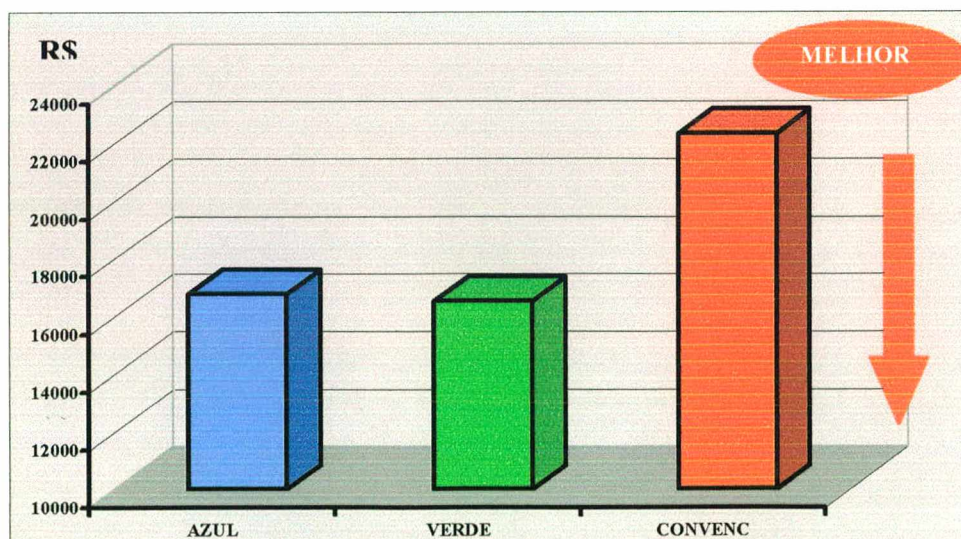


Gráfico 1 – Simulação tarifária.



### 5.2.3 Consumo de Energia Elétrica

Para propiciar análise mais detalhada do caso, a seguir serão apresentados alguns gráficos da empresa para análise.

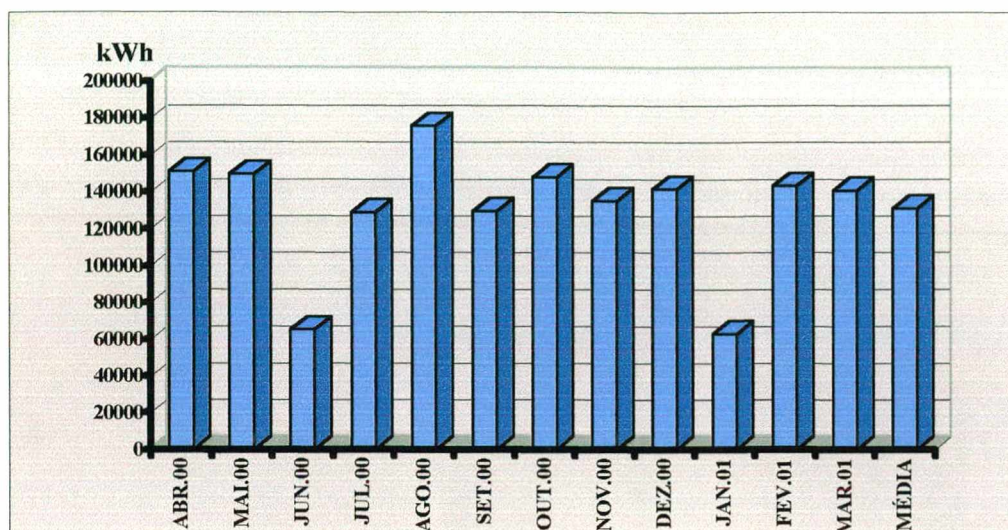


Gráfico 2 – Consumo Fora de Ponta.

Para os consumidores enquadrados nos sistemas horo-sazonais, o consumo de energia Fora do horário de Ponta (*Gráfico 2*) representa a absorção de energia elétrica das empresa nos horários em que o custo de energia elétrica tem menor tarifa. Pela característica binômica e por representar o momento em que a energia elétrica é mais barata, quanto maior for o valor utilizado, desde que não seja por desperdício, menor deverá ser o custo de produção da empresa, conforme citado anteriormente. Desta forma, chama-se a atenção para o fato de que o hábito de utilização da energia elétrica acaba afetando todos os dados doravante analisados e que, pela característica própria dos sistemas tarifários binômios, a queda no consumo de energia se reflete diretamente no custo médio proporcional do consumo mensal, conforme será analisado adiante.

Comparado-se este gráfico 2, com a produção mensal da empresa, verificar-se-á que as férias coletivas dos meses de janeiro e de junho, quando as produções foram menores, refletiram-se no gráfico acima. Como efeito disto, verificar-se-á na continuidade que o custo percentual da energia foi muito afetado

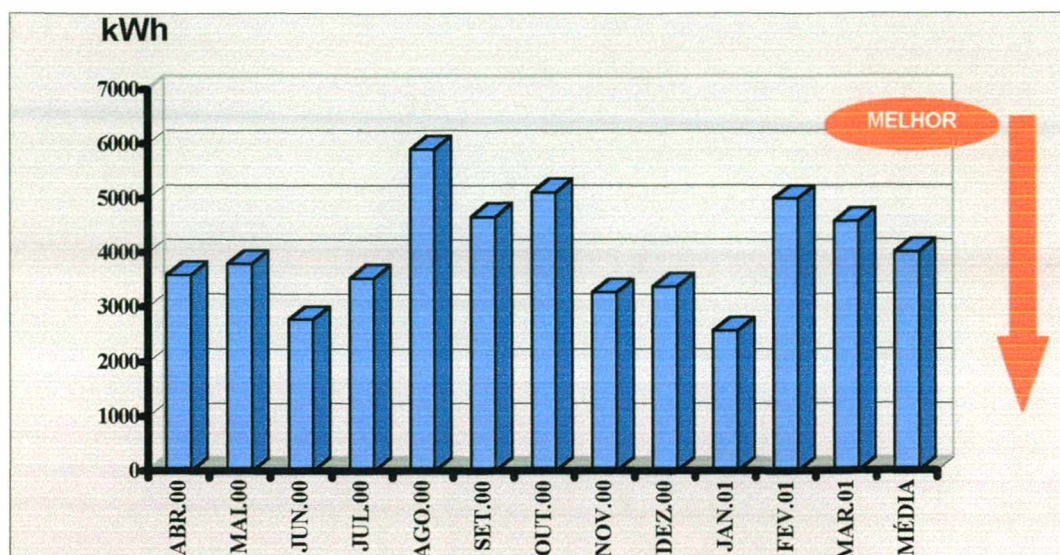


Gráfico 3 – Consumo na Ponta.

O gráfico 3, representa a utilização de energia elétrica naqueles horários em que a energia elétrica, pelo aspecto horário, possui a maior tarifa. O afastamento da utilização de energia elétrica deste horário se reflete em um custo de energia elétrica menor.

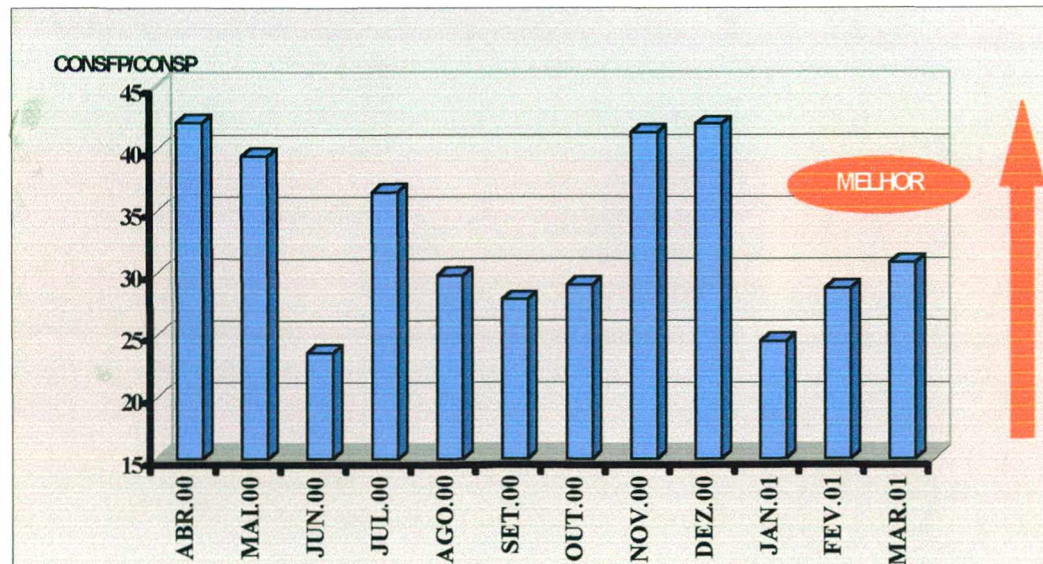


Gráfico 4 – Relação do consumo Fora de Ponta pela Ponta.

Este gráfico é um dos mais representativos, pois nos mostra a relação entre o consumo Fora de Ponta e de Ponta, desde que o consumidor esteja sendo faturado em algum dos sistemas horo-sazonais.



Como o gráfico 4 representa quantos kWh foram utilizados naqueles momentos em que a tarifa é mais barata (*Fora de Ponta*) para o uso de 1 kWh em horário de Ponta e, como a filosofia principal destes sistemas é o de provocar o afastamento das cargas do horário de Ponta, os melhores desempenhos são aqueles correspondentes aos meses em que esta relação é maior, logo com as maiores colunas.

Portanto, os meses de abril e dezembro, nos quais estas relações foram maiores, representam aqueles meses em que a energia elétrica teve o menor preço médio mensal. Observa-se, ainda, que nos meses de janeiro e junho esta relação foi menor, o que se reflete em um maior custo da mesma.

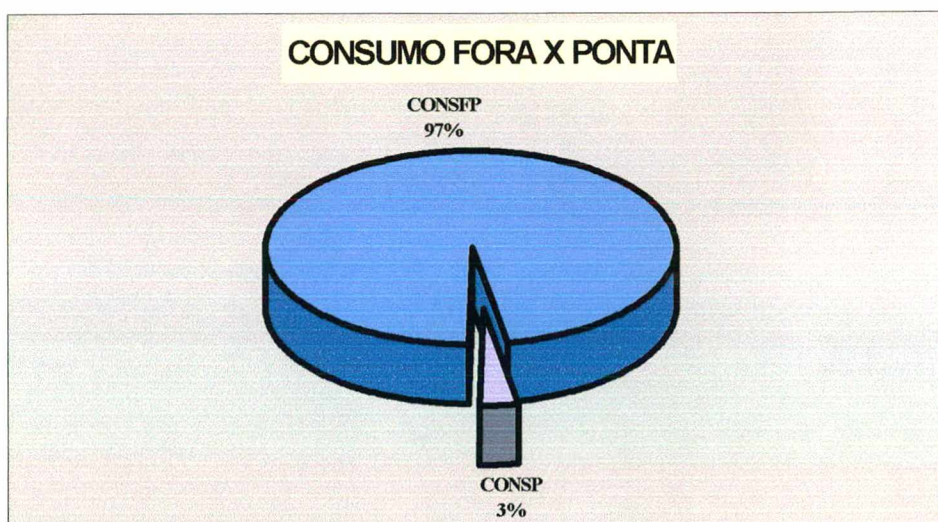


Gráfico 5 – Percentual de utilização de energia.

O gráfico 5 mostra que a instalação utilizou apenas 3 % do consumo absorvido no horário de Ponta e 97 % no horário Fora de Ponta. Este é um dos fatores determinantes na escolha do melhor sistema tarifário e mostra que o caso estudado se adapta melhor aos sistemas tarifários horo-sazonais pelo excelente desempenho. Quanto menor for o percentual da energia na Ponta, menor será o custo final da energia.

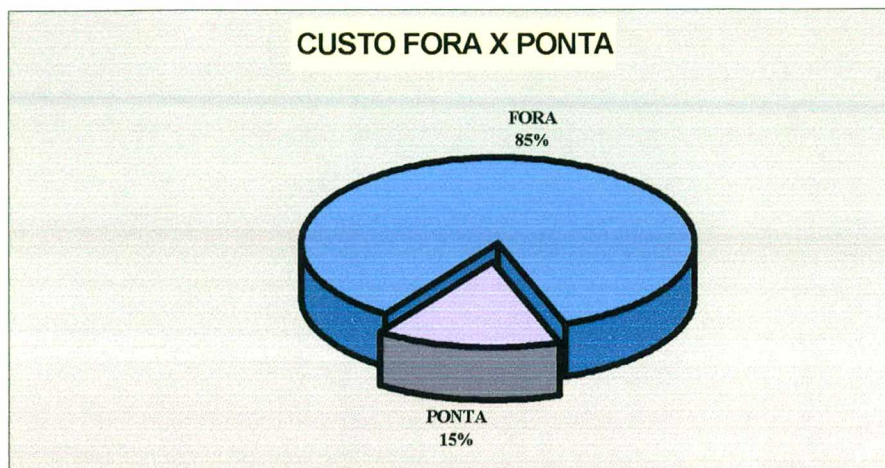


Gráfico 6 – Percentual de custo da energia.

O gráfico 6 mostra que, apesar do bom gerenciamento da carga em horário de Ponta, aqueles 3 % de consumo neste horário, custaram 15 % do valor final da fatura mensal. A redução deste custo só será possível com a redução, ainda, maior da energia elétrica na Ponta.

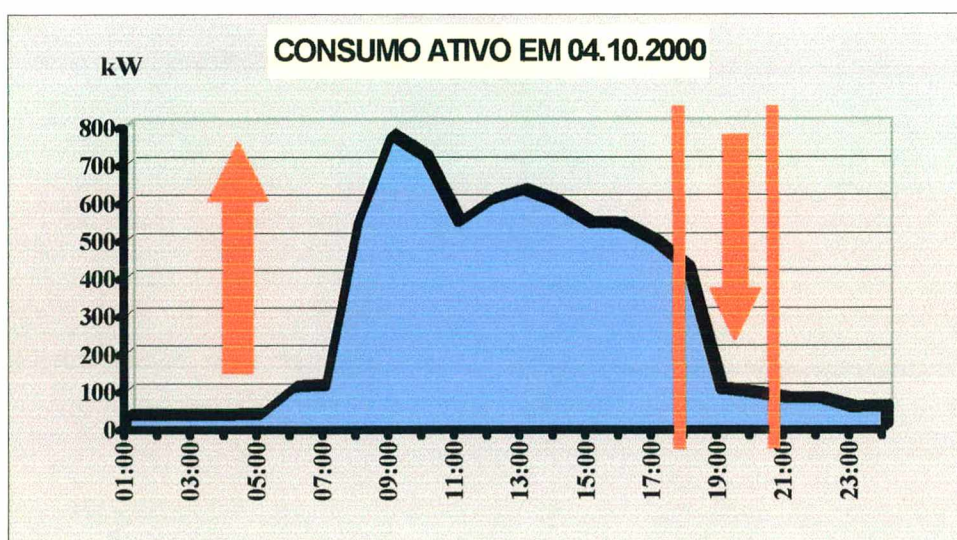


Gráfico 7 – Consumo de energia em um dia típico.

O gráfico 7 mostra o comportamento de utilização de energia elétrica ao longo de um dia útil. Observa-se que pela manhã o uso é um pouco mais acentuado do que à tarde e no final desta há redução em horário de Ponta, o que é plenamente compatível com o sistema tarifário adotado.



Conforme se pode observar, a forma com que a energia elétrica é absorvida, é muito importante na determinação do sistema tarifário mais apropriado ao consumidor. Contudo, existem situações em que a instalação não pode ser enquadrada no melhor sistema tarifário por exigência das legislações já apresentadas.

Por outro lado, como as formas de utilização das cargas na instalação se alteram a todo momento, isto poderá modificar a definição do melhor sistema tarifário. Desta forma, mudanças mais significativas das cargas devem ser precedidas de uma análise do impacto que possa causar ao faturamento e se o atual sistema tarifário continua a ser o mais indicado.

#### 5.2.4 Demanda de Potência

A demanda de potência, apesar de independe da quantidade de produção do mês, representa a necessidade simultânea de carga para a produção mensal, tendo uma importância muito grande na definição do melhor sistema tarifário.

Os gráficos, a seguir, mostram o comportamento destas demandas ao longo do período avaliado.

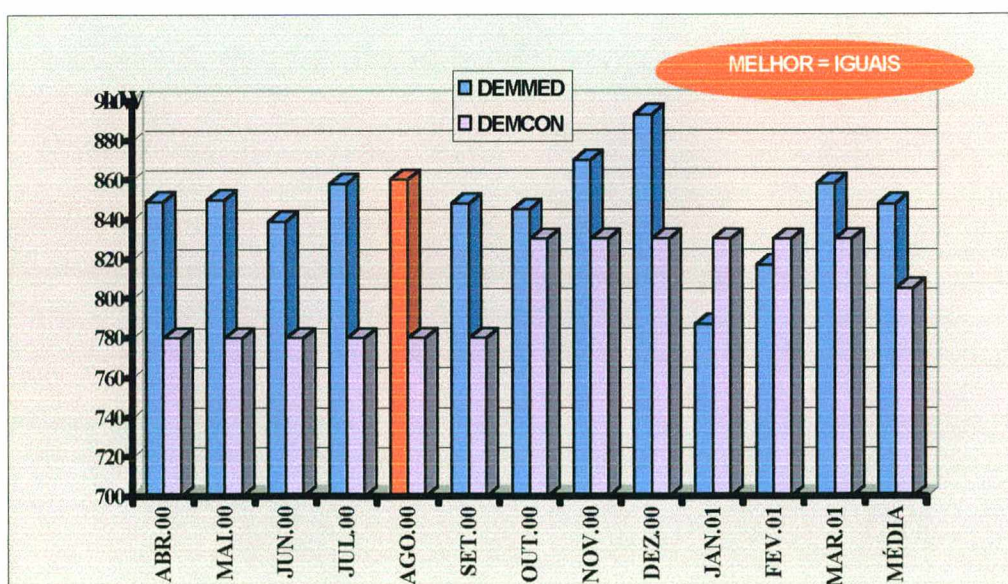


Gráfico 8 – Demandas medidas e contratadas Fora da Ponta.

Este gráfico 8 mostra as demandas mensais medidas e as contratadas naqueles horários em que as tarifas de energia possuem tarifas menores. Observa-se que, sistematicamente, os valores medidos estiveram acima dos valores contratados. Esta situação, benéfica em alguns meses, pois não houve o pagamento de parcela sem uso, mostrou-se inadequada no mês de agosto de 2000, pois houve a incidência de demanda de ultrapassagem.

Por este motivo o valor contratado foi aumentado de 780 para 830 kW a partir do mês de outubro de 2000, o que, apesar de se refletir no pagamento de uma parcela sem uso no meses de janeiro e fevereiro de 2001, mostrou-se adequado pelo não pagamento de ultrapassagem nos meses de novembro e dezembro de 2000, que, com certeza, seriam mais caros do que o valor que seria economizado.

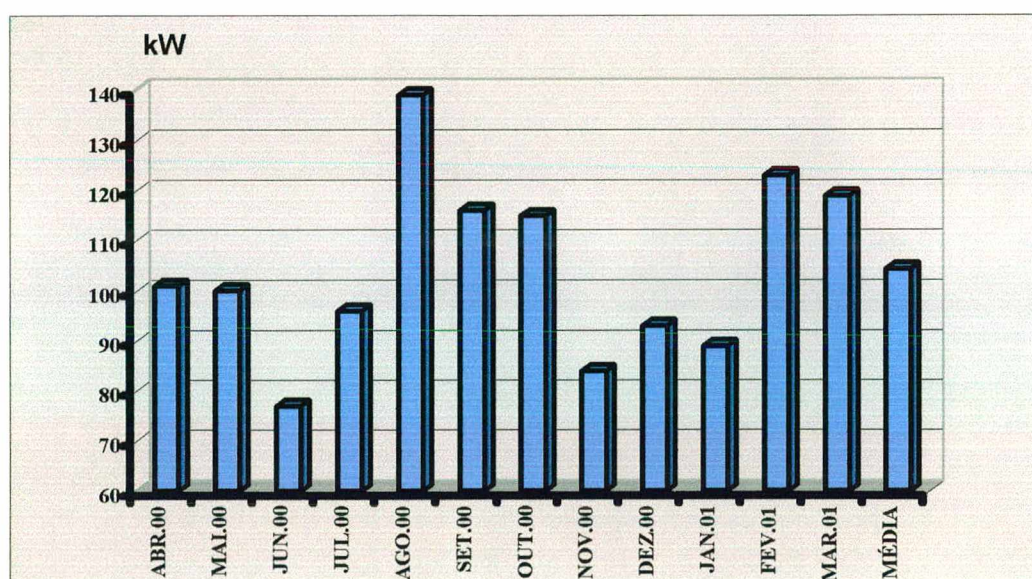


Gráfico 9 – Demandas medidas na Ponta.

Como, neste caso, não houve o contrato da demanda em horário de Ponta pelo sistema tarifário adotado, a análise dos valores contratados neste segmento foi um pouco prejudicado. Para o sistema Convencional e Horo-sazonal Verde, as demandas medidas mensais a serem consideradas como medidas teriam sido as medidas fora da Ponta, pois, em todos os meses analisados, as mesmas foram maiores que as utilizadas na Ponta nos meses correspondentes.

Para o sistema Horo-sazonal Azul, seria faturado um importe correspondente à demanda faturada no segmento Fora da Ponta. Não se conhecendo qual teria sido o



valor contratado, a análise fica um pouco prejudicada, pois não se consegue identificar que valor teria sido faturado e se haveria incidência de demanda de ultrapassagem.

Conforme já citado, a grande dificuldade deste sistema tarifário é a definição de qual demanda contratar neste segmento. Pelo gráfico 9, observa-se que as demandas variaram entre 77 e 139 kW, portanto uma variação de 80 % entre as duas. Se faturado no sistema Azul teria havido o pagamento de parcelas de demandas sem utilização ou, no desejo de reduzir o valor contratado, o pagamento de demandas de ultrapassagem. Em qualquer das situações, o custo de energia teria sido onerado.

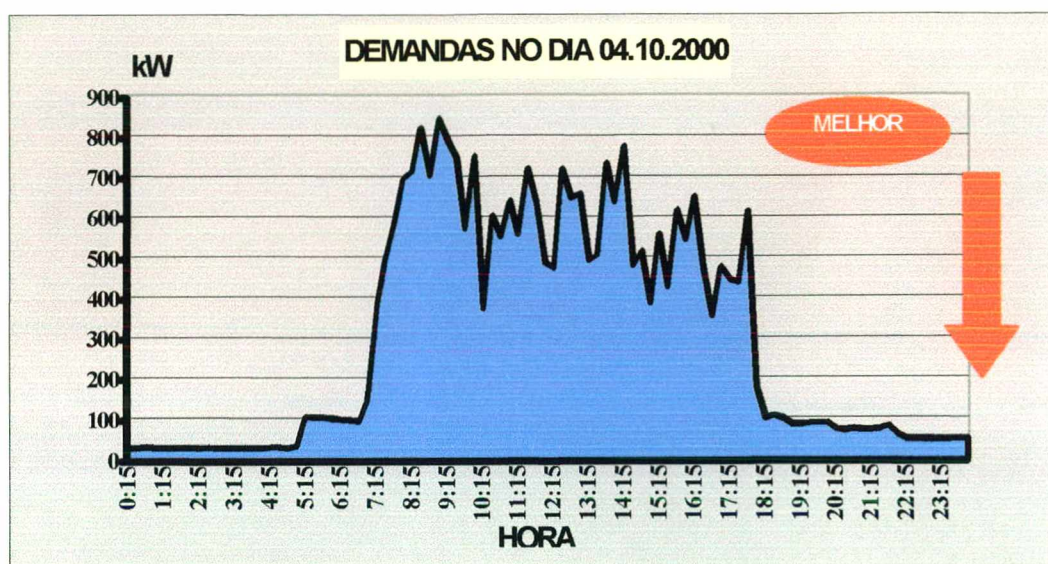


Gráfico 10 – Forma de uso de carga no consumidor analisado.

Buscando caracterizar melhor a forma de utilização de energia, no gráfico 10 pode-se ver quais as demandas gerais da instalação em um dia específico. Pode-se, ainda, observar a forma de uso da energia elétrica na instalação, que ocorre essencialmente em um turno diurno. A redução da carga em horário de Ponta é o que conduz à definição de que o melhor sistema tarifário, para este caso, é o horosazonal. Por outro lado, a forma de utilização da carga no horário de Ponta do sistema elétrico apontou o sistema Verde como melhor que o Azul.

Pode-se, também, observar que à noite, existe ociosidade das máquinas, refletindo-se no fator de carga Fora da Ponta e no custo médio do kWh mensal analisado adiante. Pelo aspecto de menor custo da energia elétrica, seria vantajoso o funcionamento de mais um turno após as 21 horas, o que aumentaria o fator de carga, refletindo-se em menor custo da energia elétrica. Porém, deve-se analisar quais seriam

os custos incidentes com pessoal, transporte, alimentação, e, principalmente, e se o mercado tinha capacidade de absorver o que fosse produzido neste novo turno.

Visando uma definição mais justa nos custos da produção, realizou-se medições e acompanhamentos nos perfilados e laminados produzidos no mês de março de 2.001.

Como a administração da empresa pretendia produzir no horário de ponta do sistema elétrico, procurou-se demonstrar o impacto que esta ação causaria nos custos dos perfilados e laminados produzidos.

Como a instalação esta enquadrada no sistema Horo-sazonal Verde, o preço médio da energia elétrica no horário de Fora da Ponta foi determinado em função do Fator de Carga médio da instalação (22 %), o que projetou um valor de R\$ 122,29 por MWh. Para o horário de Ponta foi determinado um valor de R\$ 616,52 por MWh.

Os valores citados acima foram determinados, considerando-se a tarifa média entre os períodos Seco e Úmido, acrescidos do ICMS correspondente.

A tabela 04 mostra os custos da energia elétrica na produção da empresa.

Tabela 04 – Custos da energia elétrica na produção.

PRODUÇÃO	kWh / TON	CUSTO DA PRODUÇÃO - R\$/TON	
		FORA DA PONTA	NA PONTA
LAMINADOS			
QUADRADO 9 mm	188,59	23,06	116,27
QUADRADO 12 mm	150,38	18,39	92,71
CHATO 1 1/2" X 1/4"	123,90	15,15	76,39
CHATO 1/8" X 5/8"	233,94	28,61	144,23
CHATO 1 1/4" X 1/4"	152,67	18,67	94,12
CHATO 1" X 1/4"	143,52	17,55	88,48
CHATO 1" X 1/8"	242,92	29,71	149,77
CHATO 1" X 3/16"	170,74	20,88	105,26
CHATO 1 1/2" X 3/16"	145,52	17,80	89,72
CHATO 1 1/4" X 3/16"	156,31	19,12	96,37
REDONDO 1/2"	154,36	18,88	95,17
REDONDO 3/8"	197,47	24,15	121,74
CANTONEIRA 5/8" X 1/8"	198,25	24,24	122,23
CANTONEIRA 7/8" X 1/8"	165,59	20,25	102,09
CANTONEIRA 1" X 1/8"	183,13	22,39	112,90
CANTONEIRA 1 1/4" X 1/8"	231,01	28,25	142,42
CANTONEIRA 1" X 3/16"	189,78	23,21	117,00
CANTONEIRA 3/4" X 1/8"	227,97	27,88	140,55
TÊ 3/4"X 1/8"	207,42	25,37	127,88
TÊ 7/8"X 1/8"	176,52	21,59	108,83
PERFILADOS			
LEVE N 011 # 2,00 FQ	31,16	3,81	19,21
LEVE N 009 # 1,52 FQ	62,48	7,64	38,52
ESTRUTURAL 25 X 50 # 2,25	29,66	3,63	18,29
ESTRUTURAL 100 X 40 X 17 # 2,25	27,47	3,36	16,94



Estas análises não levaram em condições possíveis mudanças nos equipamentos das linhas de produção, no intuito de se melhorar o rendimento do processo, reduzindo-se a relação kWh / ton.

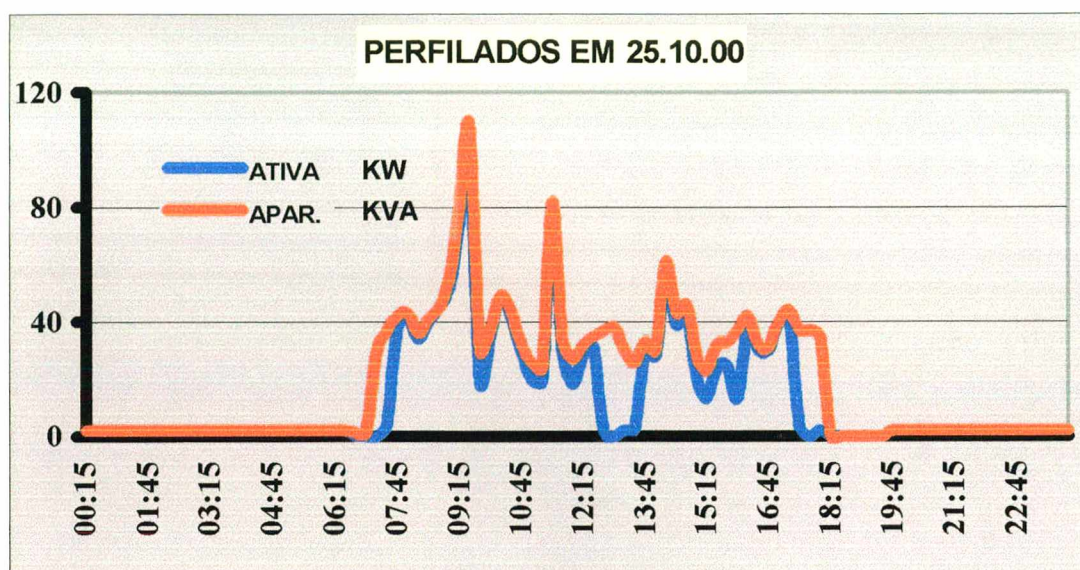


Gráfico 11 – Forma de utilização no setor de perfilados.

Este gráfico 11 mostra a forma de utilização de energia no setor de perfilados, correspondendo a 10 % da energia utilizada pela instalação. Pode-se observar, também, que em alguns momentos (*no começo, no final do expediente e ao meio-dia*), a potência aparente se situa em torno de 40 kVA, com potência ativa praticamente inexistente. Isto se deve à ligação de um banco de capacitores sem a correspondente ligação da carga, cujo fator de potência ele mesmo deveria corrigir.

### 5.2.5 Fator de Carga

O fator de carga é um dos índices de eficiência energética mais importantes de uma instalação, e sua análise adequada permite caracterizar com bastante precisão, a forma de utilização da energia elétrica na instalação.

Os gráficos apresentados a seguir, permitem avaliar o desempenho da instalação durante o período avaliado.

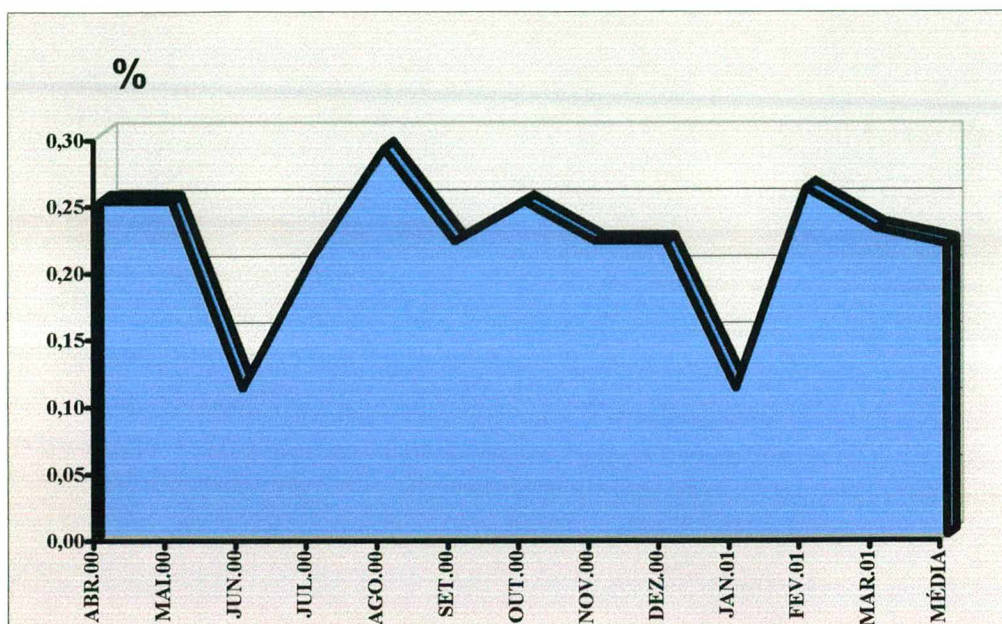


Gráfico 12 – Fator de carga geral da instalação.

O gráfico 12 mostra o desempenho da unidade consumidora ao longo do período observado. Em razão do seu funcionamento em turno único, o fator de carga médio anual da instalação se situou em 22 %. Apesar de funcionar em apenas um turno, a instalação poderia ter melhorado o seu desempenho com a redução dos picos de cargas na instalação. Este valor (*geral*) seria o fator de carga, considerado se a mesma fosse faturada no sistema Convencional. Para os sistemas horo-sazonais, os fatores de carga dos segmentos horários são mais representativos.

Pode-se observar a influência que as férias coletivas têm sobre o fator de carga, nos meses de junho de 2000 e janeiro de 2001, quando a produção diminuiu e houve utilização menor de energia elétrica. Ao se analisar o custo médio da energia, pode-se observar a influência que isto trará ao faturamento de energia.



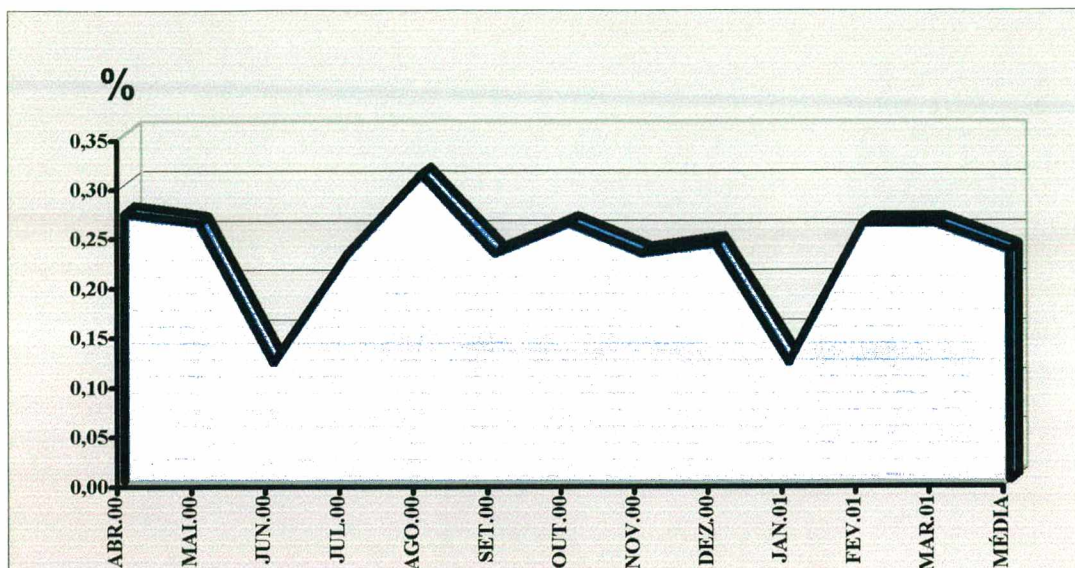


Gráfico 13 – Fator de carga Fora da Ponta.

O gráfico 13 mostra os fatores de carga Fora da Ponta durante o período analisado. Como a energia elétrica essencialmente é utilizada no horário Fora da Ponta (97 %), este gráfico é bastante semelhante ao anteriormente analisado. Quanto maior for o fator de carga neste segmento, para faturamentos horo-sazonais, proporcionalmente menor será o custo da energia elétrica do mês.

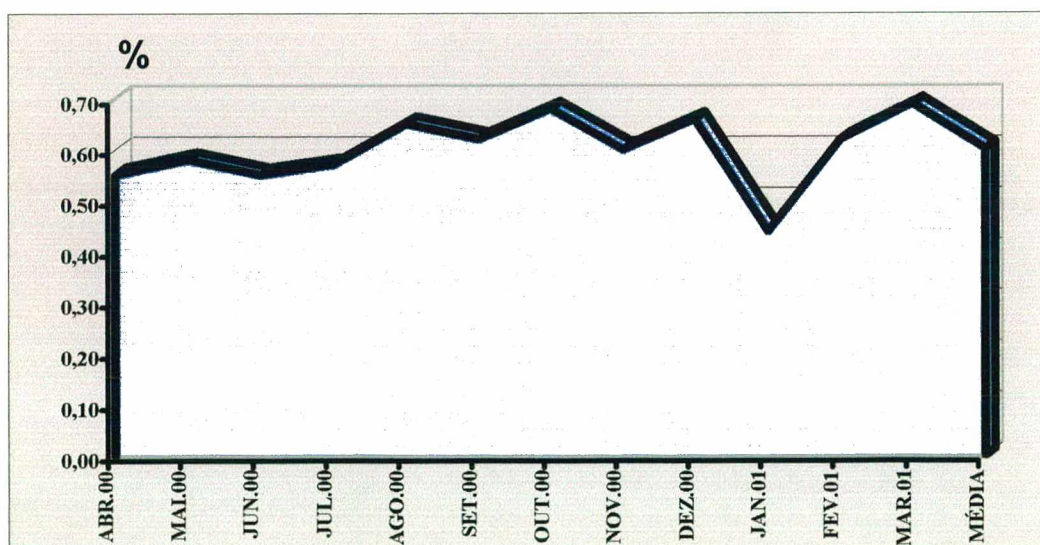


Gráfico 14 – Fator de carga na Ponta.

Contrário ao citado acima, nos sistemas tarifários horo-sazonais, o fator de carga em horário de Ponta, se mais elevado, caracteriza utilização de energia elétrica muito intensa naqueles períodos em que é aplicada uma tarifa sensivelmente mais cara. Isto, em princípio, acaba agregando custo maior à fatura de energia elétrica.

Apesar de muito importante para o estudo, pois mostra o hábito de utilização neste horário em que a energia é mais cara, o principal item a ser analisado é a modulação de carga que se consegue neste horário. No exemplo, apesar do gráfico caracterizar um uso bastante intenso da energia, como a modulação é de aproximadamente 88 % da carga, este uso se dá apenas sobre 12 % da carga original, refletindo-se em menor custo nos sistemas horo-sazonais.

Porém, este índice é determinante na definição entre os sistemas tarifários Azul e Verde. Se maior que 66 %, deverá ser adotado o sistema Horo-sazonal Azul, e, se menor que este valor, adotar o sistema Horo-sazonal Verde. No presente caso, o fator de carga na Ponta médio foi de 60 %, motivo pelo qual o sistema tarifário Horo-sazonal Verde é o mais indicado.

#### 5.2.6 Fator de Potência

No faturamento de janeiro de 2001, a instalação apresentou um consumo excedente reativo na ponta de 188 kWh e de 4.248 kWh para fora da ponta, que custaram à instalação um valor de R\$ 359,64. Como apenas estes dados eram conhecidos pela fatura de energia, não se pode identificar quanto, como e onde a correção deveria ser feita e que, à primeira vista, isto era gerado pela falta de capacitores na instalação. Aprofundando mais a análise, identificou-se que, dos 4.248 kWh de excedentes reativos, 3.269 kWh eram devidos ao fato do fator de potência da instalação ter ficado abaixo de 92 % capacitivo pela madrugada.

Observa-se neste caso, que 77 % dos excedentes reativos foram originados pela sobra de capacitores e que apenas 23 % foram devidos, efetivamente, à falta de geração de reativos na instalação. Isto caracteriza que o maior problema da instalação não é a falta de capacitores e sim a operação inadequada dos já existentes.

O gráfico 15 mostra o comportamento do fator de potência em um dia típico.



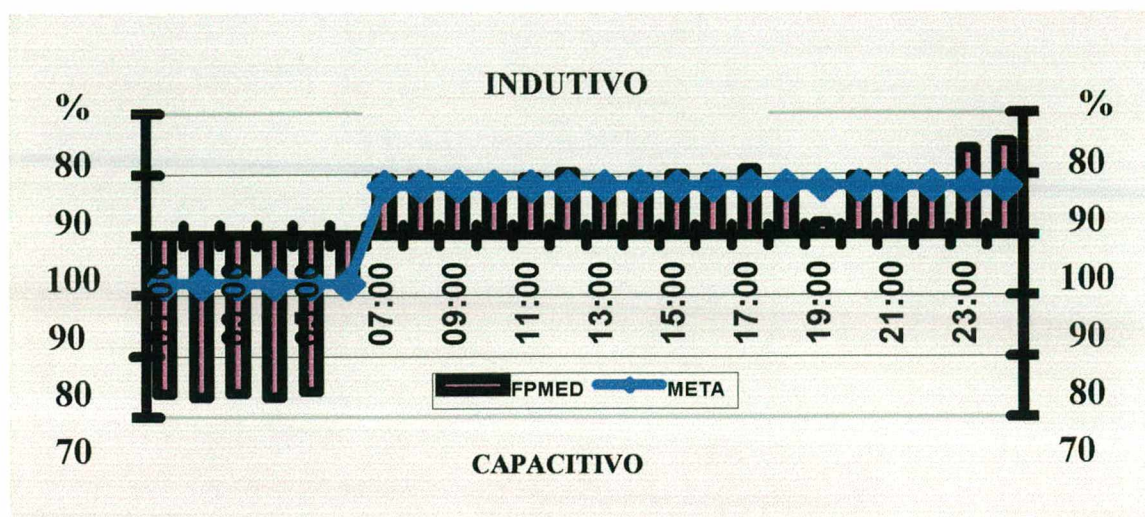


Gráfico 15 – Fator de potência horário em 04/10/2000.

Os fatores de potência, quando abaixo de 92 %, determinam um ajuste horário, calculado da seguinte forma:  $Aj. = (92/FP) - 1$ .

Estes ajustes, ao serem aplicados aos consumos ativos destas mesmas horas, mostram o perfil dos consumos excedentes das respectivas horas, conforme o gráfico 16 para o dia 04/10/2000.

Pode-se observar que, ao longo de todo o dia, apenas dentro do período entre 17 e 19 horas o fator de potência esteve dentro do desejável. Nas demais horas, o fator de potência esteve abaixo de 92 %, indutivo ou capacitivo, fazendo incidir a cobrança de excedentes reativos.

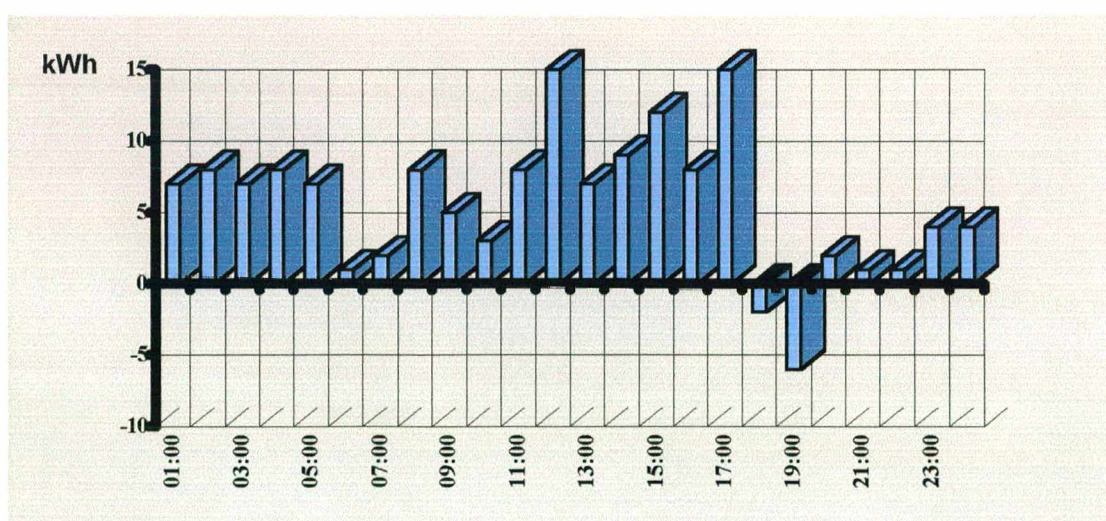


Gráfico 16 – Consumos excedentes reativos em 04/10/2000.



O gráfico 17 mostra as necessidades reativas, mês a mês, do período analisado. Observa-se que até o mês de junho de 2000, os excedentes reativos foram mais significativos, chegando neste mês à cobrança de 11.064 kWh a título de excedentes. A partir deste mês a situação foi um pouco melhorada com a instalação de mais alguns capacitores e com maior cuidado na operação dos bancos de capacitores existentes. Espera-se que, brevemente, a correção automática dos bancos de capacitores esteja concluída para a eliminação destes valores indesejáveis.

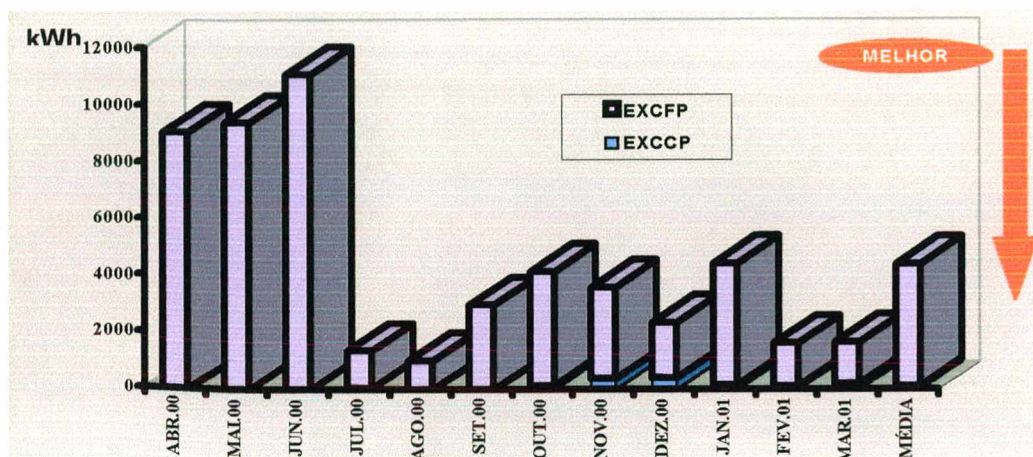


Gráfico 17 – Consumos de excessos reativos.

O gráfico 18 mostra o percentual que os excedentes reativos tiveram sobre o consumo de energia ativa absorvida pela unidade consumidora. O gráfico mostra que o pior desempenho da instalação, pelo aspecto de excedente reativo, foi o observado no mês de junho de 2000, em que estes excedentes foram superiores a 16 % da energia ativa absorvida. Conforme ver-se-á adiante, esta situação acaba se refletindo em custo de energia elétrica mais caro.

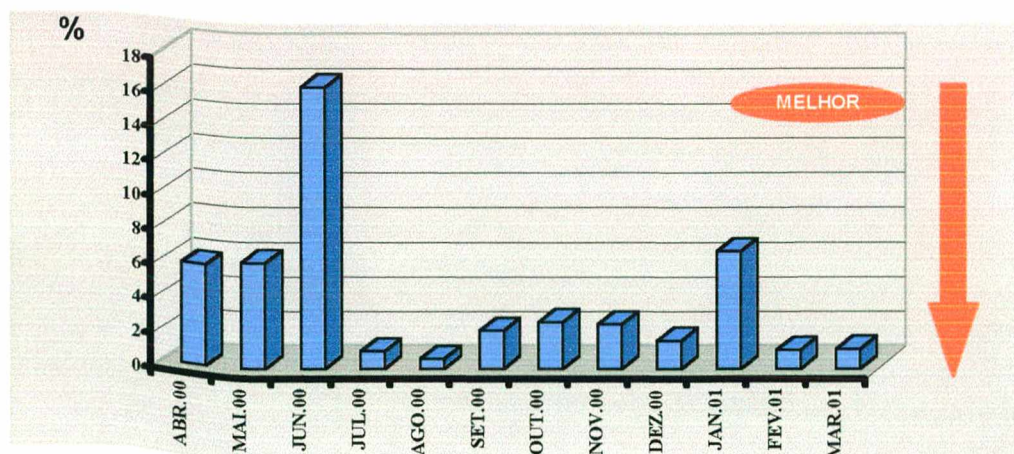


Gráfico 18 – Excessos reativos por kWh absorvido.

Desta forma, ao se analisar o problema de excedentes reativos, alguns cuidados devem ser tomados para a correta regularização, tais como a identificação dos motivos do baixo fator de potência, a forma de operação das cargas, o sistema tarifário da instalação e a forma de medição da energia reativa, para se poder definir a melhor forma de se corrigir o problema, caso for especificada e projetada adequadamente esta correção.

#### 5.2.7 Custo do Consumo Mensal

Os custos do consumo mensal são reflexo da forma de utilização de energia e do sistema tarifário adotado. Quanto à forma de utilização foi definida, anteriormente, pelo resultado do banco de dados.

##### a) Sistema Convencional:

Utilizando-se os dados históricos desta unidade consumidora, conforme as tabelas específicas, observa-se que o fator de carga geral médio (*tabela 2*) se situou em 0,22 (22 %). Pela *tabela 4*, observa-se que as tarifas praticadas pela COPEL, para o subgrupo A4, na tarifa Convencional é de R\$ 5,93 por kW para a demanda de potência, e de R\$ 0,08691 por kWh para o consumo de energia. Como o ICMS de 25 % já está embutido no custo da energia, no caso da COPEL, o resultado deve ser multiplicado por 4/3 para obter o resultado final.

Aplicando-se estes dados à fórmula apresentada, tem-se o seguinte resultado:

$$\text{Custo} = \{ 0,08691 + [ 5,93 / ( 0,22 \times 730 ) ] \} \times 4 / 3, \text{ e}$$

$$\text{Custo, com ICMS} = \text{R\$ } 0,16511 \text{ por kWh.}$$

Este custo da energia elétrica também foi calculado e pode ser conferido no capítulo 4.3, letra “a”. Utilizou-se, naquele cálculo, um outro caminho para esta determinação.

Os custos mensais estão apresentados no gráfico 19, onde podem ser observados os reflexos que a forma de utilização causa sobre a fatura de energia elétrica. Além de não permitido pela legislação, evidencia-se que o sistema Convencional, entre os três analisados, seria o menos interessante à instalação.



b) Sistemas horo-sazonais:

Conforme citado, os custos nos sistemas horo-sazonais não são tão simples de serem definidos, em função das inúmeras variáveis envolvidas.

O gráfico 19 mostra quais foram os custos no sistema tarifário Verde, e quais teriam sido os valores dos custos da energia elétrica, para os três sistemas tarifários estudados.

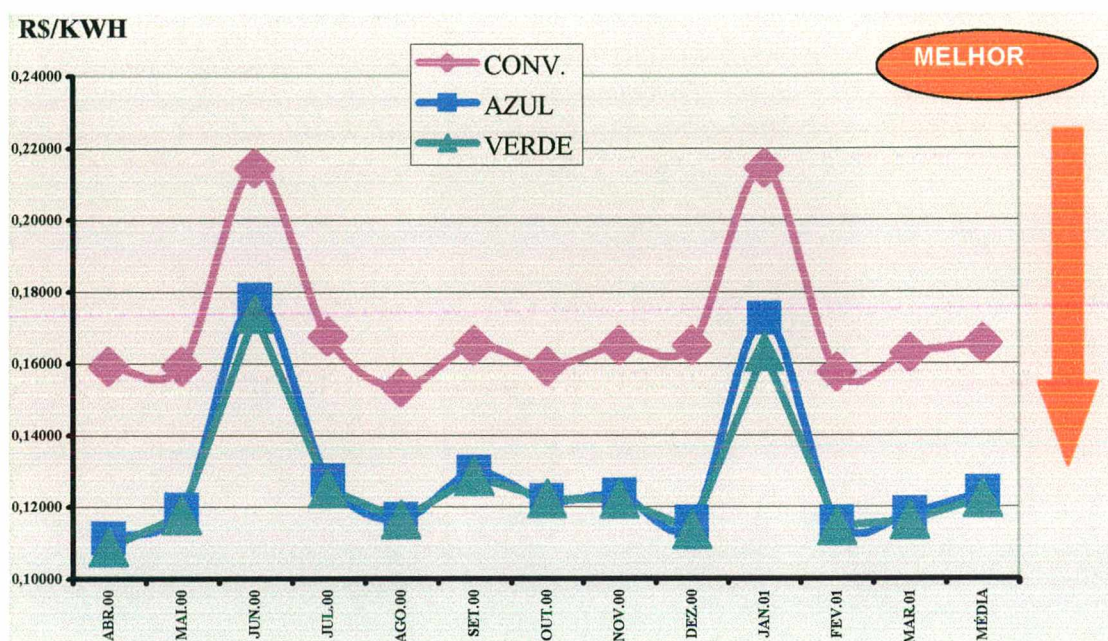


Gráfico 19 – Custos do consumo mensal.

Pelo gráfico 19, observa-se que os piores desempenhos foram os obtidos nos meses de junho de 2000 e janeiro de 2001. Estes resultados foram frutos, essencialmente, da concessão de férias coletivas aos funcionários, gerando os seguintes reflexos:

- O consumo de energia elétrica ativa foi sensivelmente menor, conseqüência de menor produção;
- As demandas de potência medidas e faturadas se mantiveram no mesmo patamar dos outros meses;
- Como resultado da forma de utilização, o fator de carga Fora da Ponta foi bem menor que os observados nos demais meses. Isto mostra o não aproveitamento adequado da energia elétrica já disponibilizada pela concessionária;



- O fator de carga na Ponta, no mês de junho de 2000, manteve-se praticamente no mesmo patamar, tendo sido um pouco menor no mês de janeiro de 2001. Isto caracteriza que o consumo, nestes horários, diminuiu um pouco, mas não na mesma proporção do que Fora da Ponta;
- Estes meses foram os que obtiveram a pior relação entre os consumos de Ponta e de Fora da Ponta, mantendo uma relação de 1 kWh na Ponta para 24 kWh Fora da Ponta, quando a média anual foi de 1 kWh na Ponta para 33 kWh Fora da Ponta, mostrando um uso mais acentuado da energia na Ponta;
- Os piores desempenhos de excedentes reativos foram os verificados nestes meses. Em junho de 2000 eles foram correspondentes a 16 % e, em janeiro de 2001, a 6,8 % da energia elétrica ativa absorvida.
- Conforme já citado, os meses de abril e dezembro de 2000 foram os meses em que aconteceram os menores preços médios, especialmente porque estes foram aqueles em que se observou as maiores relações entre os consumos Fora de Ponta pelo consumo de Ponta.

Como resultado desta forma de utilização, o custo médio da energia elétrica na instalação, que era de R\$ 129,00 por MWh, foi, em junho de 2000, de R\$ 184,00 por MWh, 42,8 % mais caro que a média, e de R\$ 173,00 por MWh, 34,2 % maior que a média, em janeiro de 2001.

As análises aqui apresentadas visam não apenas adequar as instalações às melhores condições de funcionamento e oportunizar ações e mudanças que possam se refletir em uma energia elétrica com um custo menor, mas também propiciar uma análise para entender como a forma de utilização de energia em uma instalação se adapta aos diferentes sistemas tarifários. Os novos sistemas tarifários horosazonais, normalmente apresentam bons resultados naquelas unidades consumidoras em que a produção e a forma de produzir possam ser ajustadas.

A abordagem apresentada pretende servir como um balizamento para outras análises, levando-se em conta que a energia elétrica, normalmente, não é o insumo mais caro do processo, e que as características dos consumidores e a legislação muitas vezes se impõem não permitindo maiores mudanças.

### 5.3 ESTUDO DO SEGUNDO CASO

O segundo caso apresentado se refere a uma indústria de injeção de plásticos (Caso B) situada na área metropolitana de Curitiba. Aplicando-se a metodologia proposta, chegou-se aos seguintes resultados:

1º. Bloco: Analisar o sistema atual e as possibilidades:

A instalação é atendida pela tensão de fornecimento de 13,8 kV, portanto pertencente ao subgrupo de faturamento A4, com uma demanda de potência medida na faixa de 345 kW e uma demanda contratada de 490 kW, sendo faturada no sistema Convencional até abril de 2001.

Uma das mudanças introduzidas pela resolução ANEEL 456/2000 foi a obrigatoriedade dos consumidores com demandas maiores ou iguais a 300 kW serem faturados no sistema horo-sazonal Azul ou Verde. Como anteriormente este valor era de 500 kW, o consumidor ainda era faturado no Convencional, sendo obrigado a mudar o seu enquadramento.

Portanto, a situação que se apresentou, foi o de o consumidor ser obrigado a mudar o seu sistema de faturamento do Convencional para um dos sistemas horo-sazonais, Azul ou Verde.

2º. Bloco: Analisar a forma de funcionamento da instalação:

Este estudo foi desenvolvido em duas etapas. Na primeira etapa, devido à urgência desta mudança, o estudo serviu para identificar o melhor sistema tarifário à instalação, sem nenhuma mudança à forma de utilização da energia. Na segunda etapa, procurou-se executar algumas mudanças no perfil desta forma de utilização, no intuito de se prover a instalação com o menor custo de energia elétrica possível.

- Primeira Etapa

Tendo em vista a obrigatoriedade de mudança do enquadramento, aplicou-se a metodologia para verificar quais dos sistemas de faturamento possíveis melhor se adaptaria à forma de funcionamento da empresa, representando, com isto, o menor custo da energia elétrica para a instalação.

Salienta-se que o consumidor sempre teve a certeza de que a nova fatura de energia elétrica seria mais cara, pois, pelas informações que o mesmo tinha sobre o assunto, o fato de funcionar em horário de Ponta oneraria o preço da mesma.

Os valores históricos medidos na instalação, que deram origem às primeiras análises visando caracterizar a forma de funcionamento da instalação, foram os seguintes:

Tabela 05 – Valores medidos e faturados no consumidor “Caso B”.

Mês de Faturamento	Consumo de Energia (kWh)	Demanda de Potência (kW)	Fator de Carga (%)	Fator de Potência (%)	Importe do Mês (R\$)	Preço Médio (R\$ / kWh)
Maio.00	154.880	339	63,00	94,22	21.821,76	0,14089
Junho.00	157.040	346	62,00	95,01	22.072,06	0,14055
Julho.00	151.280	354	59,00	93,91	21.404,59	0,14149
Agosto.00	148.560	335	61,00	93,99	21.089,40	0,14196
Setembro.00	155.040	318	67,00	94,57	21.840,30	0,14087
Outubro.00	152.840	403	52,00	94,71	21.585,37	0,14123
Novembro.0	153.040	348	60,00	94,85	21.608,54	0,14120
Dezembro.0	151.920	334	62,00	94,48	21.478,76	0,14138
Janeiro.01	153.520	342	61,00	94,50	21.664,16	0,14112
Fevereiro.01	151.400	346	60,00	94,70	21.423,13	0,14146
Março.01	152.000	332	63,00	95,40	21.488,03	0,14137
Abril.01	153.440	337	62,00	94,87	21.654,89	0,14113
Média Anual	152.917	345	61,00	94,60	21.594,25	0,14122

Visando melhor análise, foram representados estes valores em gráficos, obtendo os resultados abaixo.



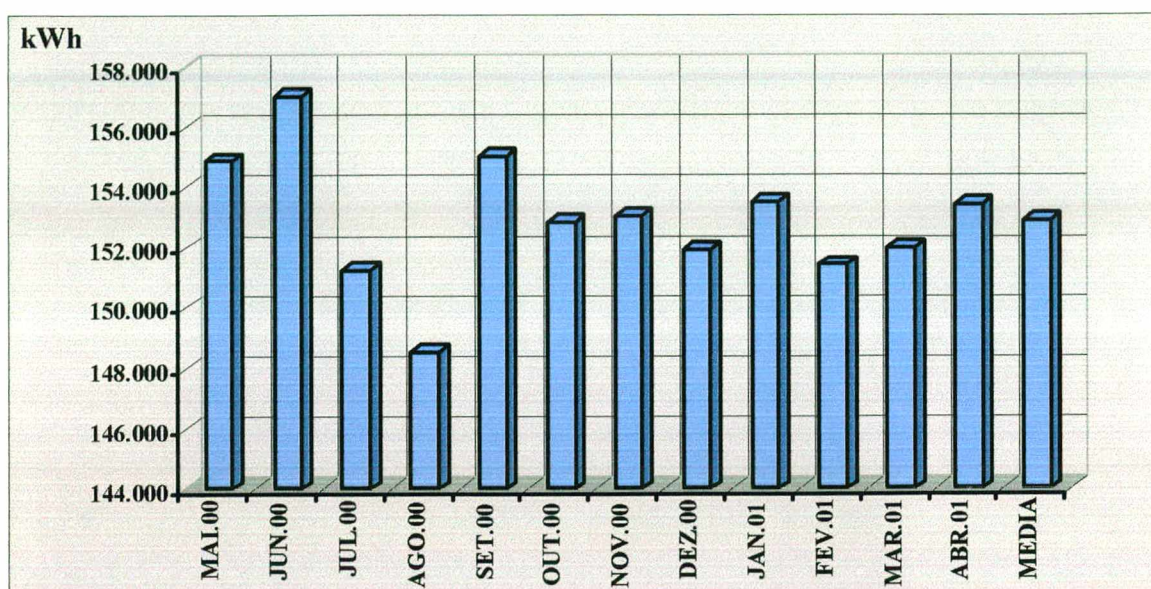


Gráfico 20 – Consumo de energia elétrica entre maio de 2000 a abril de 2001 – Caso B.

Pelo gráfico acima, pode-se observar que o consumo de energia elétrica na instalação é bastante estável, situando-se na faixa de 152.000 kWh, com um valor máximo de 157.040 kWh e um mínimo de 148.560 kWh mensais. Isto mostra que a forma de funcionamento das cargas não sofreram grandes variações, mantendo um perfil de carga relativamente constante.

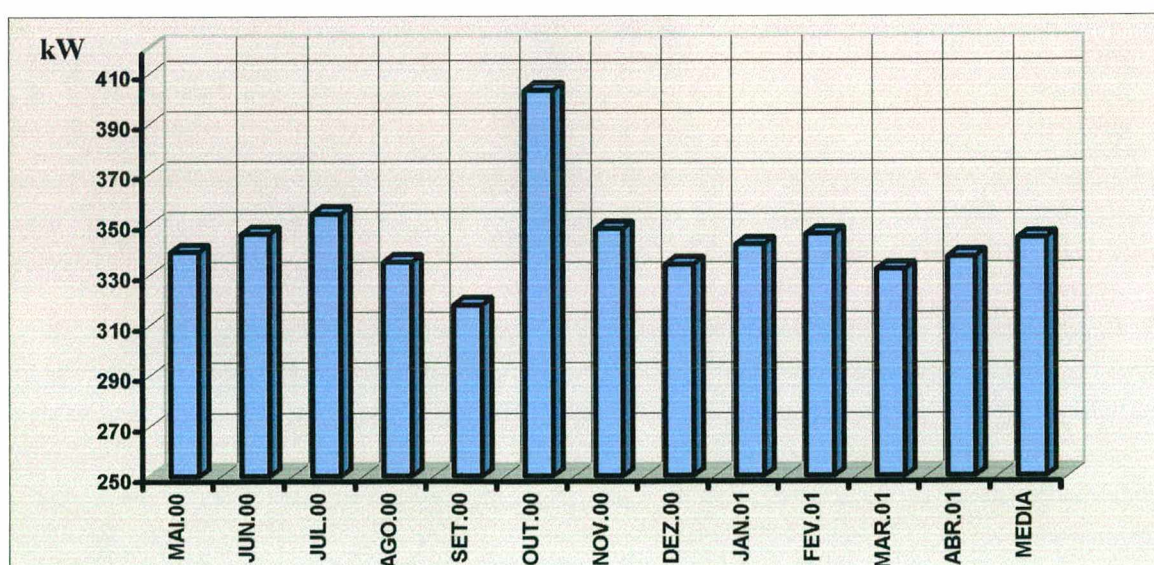


Gráfico 21 – Demandas medidas entre maio de 2000 a abril de 2001 – Caso B.



O gráfico 21 de demandas mostra que os valores históricos medidos se situam na faixa de 345 kW, com um valor máximo de 403 kW em outubro de 2000.

Durante todo este tempo, a demanda faturada foi a de 490 kW, definida em uma época em que existiam mais máquinas na instalação e, por não haver um gerenciamento adequado do contrato de fornecimento, isto acabou onerando a instalação pelo pagamento de parcela de carga sem utilização. O ajuste desta demanda se impunha independente do sistema tarifário em que a instalação estivesse enquadrada.

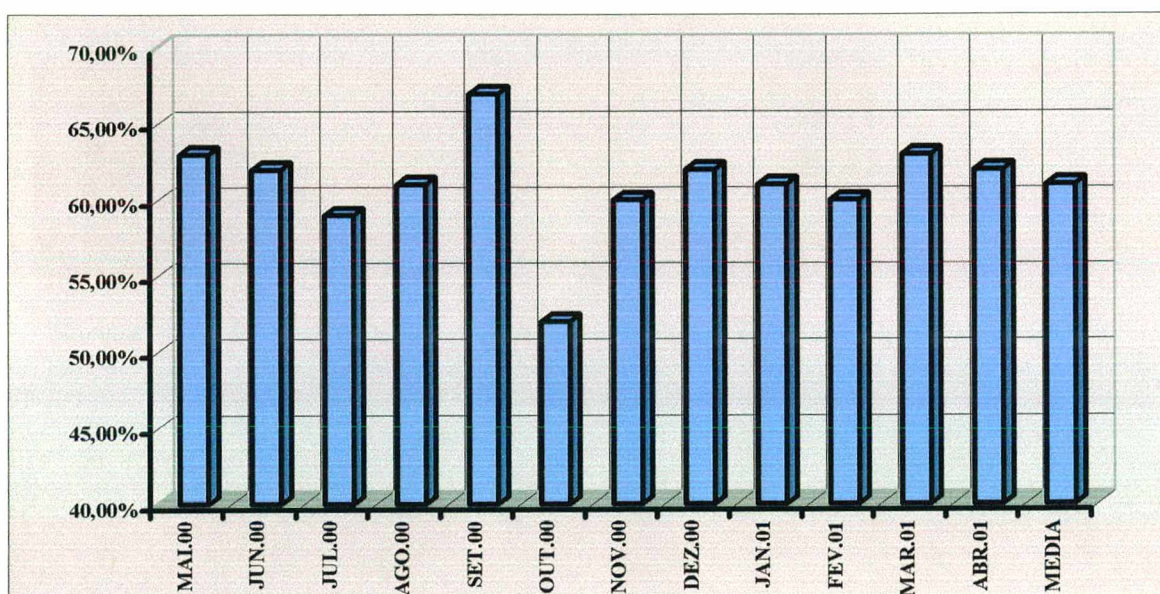


Gráfico 22 – Fator de Carga entre maio de 2000 a abril de 2001 – Caso B.

O Fator de Carga é um dos índices de eficiência energética mais importantes para a instalação, mostrando o percentual de utilização da energia elétrica na instalação. Como a instalação trabalha em 3 turnos, o valor médio de 61 % mostra que existem alguns momentos em que a carga apresenta valores menores que os normais, podendo representar uma oportunidade de adequação ao sistema horo-sazonal se esta menor utilização ocorrer em horário de Ponta.

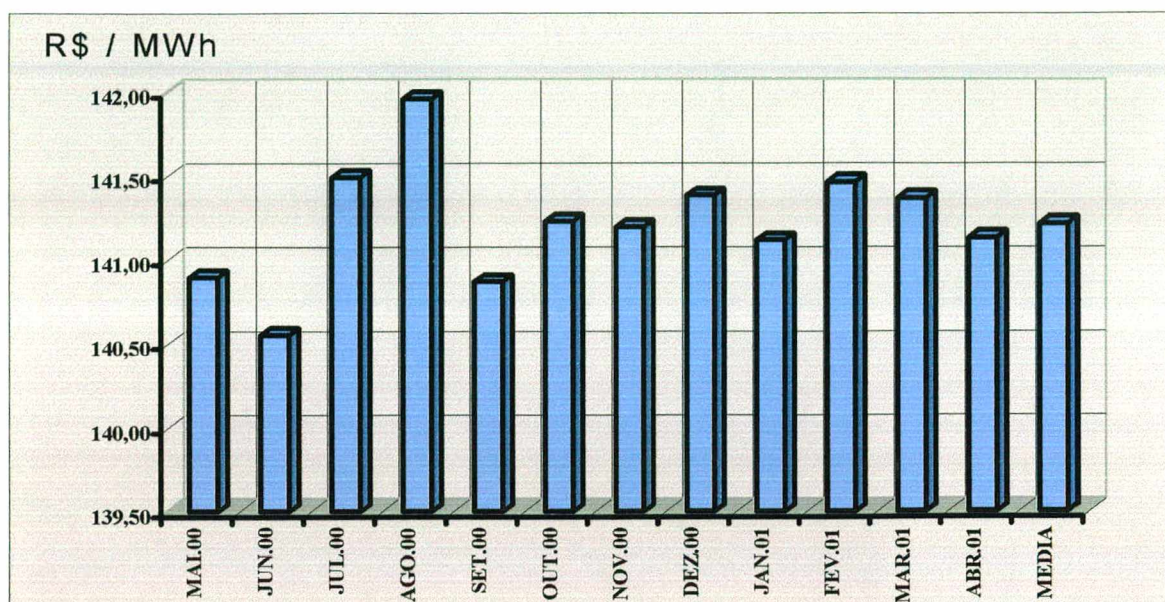


Gráfico 23 – Preço médio da energia elétrica, entre maio de 2000 a abril de 2001 – Caso B.

Conforme já foi citado, por se constituir um faturamento binômio, o preço médio da energia elétrica guarda uma relação muito estreita com a forma de utilização da mesma na instalação. Pode-se observar que naqueles meses em que houve maior consumo, representando maior produção, o preço médio da energia elétrica foi menor, reflexo da estrutura tarifária que induz o consumidor a produzir de forma mais racional, com a mesma demanda.

A situação analisada acima, foi a observada durante os meses de maio de 2000 a abril de 2001, quando este trabalho teve início. Nesta oportunidade, o cliente solicitou ajuda para a determinação do melhor sistema tarifário dos possíveis (*Azul ou Verde*). Na visão do cliente, esta mudança era uma ameaça a sua empresa, pois, na sua visão, qualquer um destes novos sistemas tarifários representaria um aumento do preço da energia elétrica.

Como o medidor utilizado até então era um medidor eletromecânico, os resultados disponíveis não permitiam maiores análises, motivo pelo qual executamos novas medições, utilizando um medidor apropriado (*eletrônico*), que nos permitiu levantar os dados necessários para o estudo proposto.

Estas medições mostraram que a empresa funcionava em 3 turnos, começando com as cargas de aquecimento aos domingos às 22 horas e terminando a semana de



trabalho aos sábados, também às 22 horas. O turno diurno mostrava uma carga um pouco maior que os demais.

Conforme pode ser avaliado pelo gráfico 24, ao longo de um dia de produção típico existiam dois intervalos de carga baixa, das 02 às 03 horas e das 21 às 22 horas para o jantar dos turnos noturnos. O horário de almoço, apesar de haver também uma redução, não apresentava uma queda tão acentuada em relação aos demais horários.

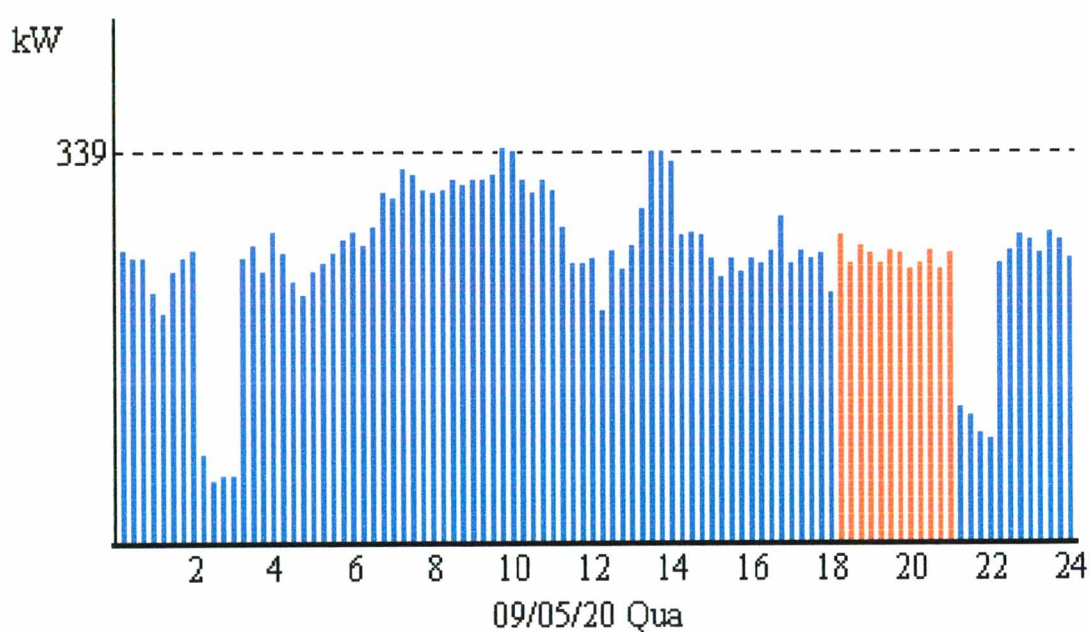


Gráfico 24 – Perfil de carga em um dia útil típico na instalação – Caso B.

Este perfil de carga, acrescido do consumo dos finais de semana, conformes gráficos 25 e 26, a seguir, propiciaram avaliar o desempenho da instalação nos diferentes sistemas tarifários, conforme a simulação tarifária apresentada adiante.

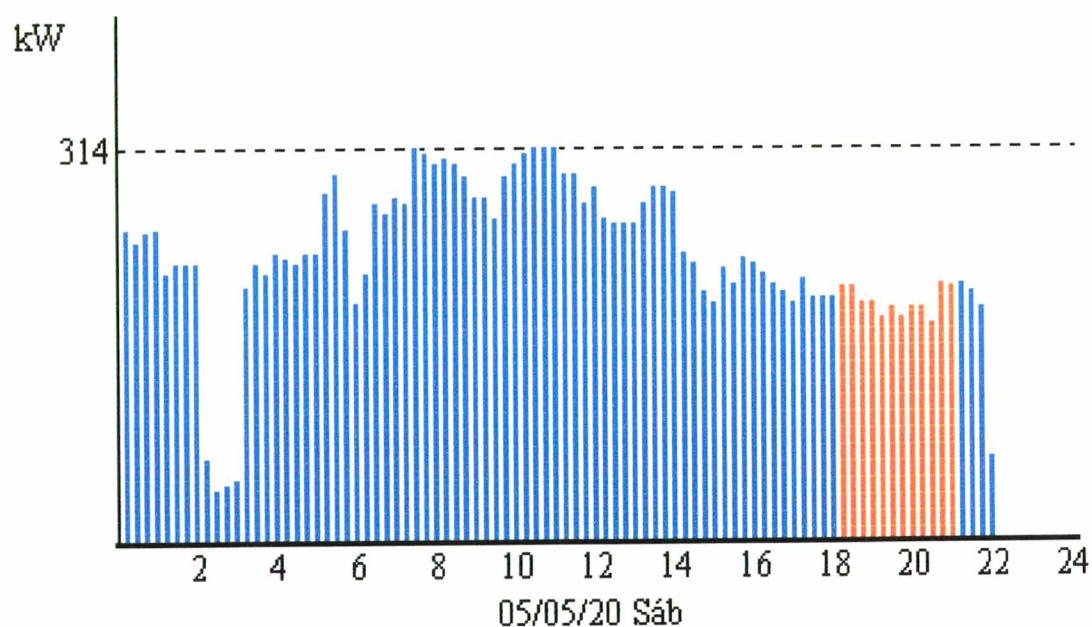


Gráfico 25 – Perfil de carga em um sábado típico na instalação – Caso B.

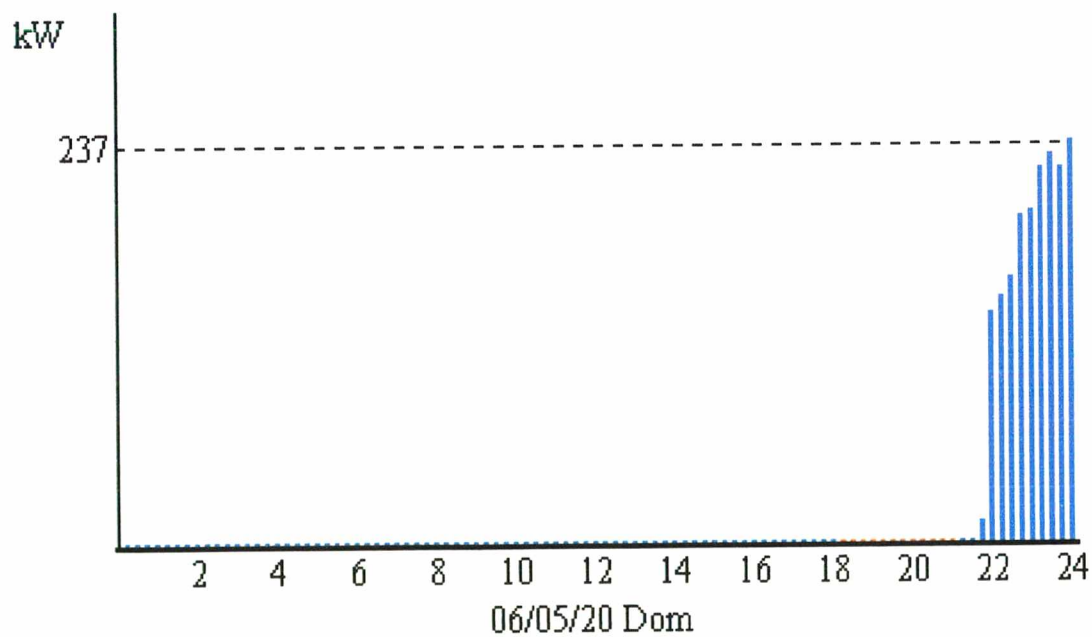


Gráfico 26 – Perfil de carga em um domingo típico na instalação – Caso B.



O período abrangido pelas medições, de 03 a 17.05.2001, analisou duas semanas de produção típicas, conforme informações dos operadores das máquinas. Projetando-se os valores medidos durante o período, para um mês completo de faturamento, obtém-se os seguintes valores mensais:

- Consumo mensal no horário de Ponta: 16.293 kWh;
- Consumo mensal Fora da Ponta: 137.259 kWh;
- Consumo mensal total: 153.552 kWh;
- Demanda em horário de Ponta: 294 kW; e,
- Demanda Fora da Ponta: 339 kW.

Se forem comparados os valores medidos com a média histórica apresentada na tabela 06 (*consumo de 152.917 kWh e demanda de 345 kW*), chega-se à conclusão de que os dados medidos são bastante confiáveis para o estudo.

Com estes dados executamos o cálculo do faturamento (*tabela 06*) no atual sistema (*Convencional*), bem como nos sistemas horo-sazonais, obtendo o seguinte resultado:

Tabela 06 – Simulação tarifária do resultado das medições.

IMPORTES	HS AZUL	HS VERDE	CONVENCIONAL
Demanda Fora da Ponta	2.363,96		
Demanda na Ponta	6.146,56		
Demanda Total	8.510,52	2.363,96	2.680,36
Consumo Fora da Ponta	8.517,99	8.517,99	
Consumo na Ponta	2.165,63	10.044,94	
Consumo Total	10.683,62	18.562,93	17.793,61
Importe Total	19.194,14	20.926,89	20.473,97
Variação Percentual	- 6,25 %	2,21 %	
Variação Absoluta	- 1.279,83	452,93	

Assim, independente de outras ações que foram desencadeadas na sequência, visando à melhoria deste desempenho, a ameaça original se mostrou uma grande oportunidade de economia na fatura de energia elétrica, pois, mesmo sem maiores cuidados, o sistema tarifário horo-sazonal Azul já se mostrava mais adequado à instalação, apresentando uma redução de mais de 6 % no custo final da energia elétrica.

Se não for desprezada a demanda contratada de 490 kW, o que foi feito para o estudo, esta redução chegaria a mais de 11 % em relação ao antigo faturamento; portanto estes primeiros resultados já eram bastante animadores.

Este estudo inicial mostrou ainda, que a modulação da carga havia sido de 13,27 % e que os fatores de carga de Ponta e Fora haviam sido de 83,97 % e 60,98 %, respectivamente. O consumo no horário de Ponta foi de 10,61 % do total utilizado no período, sendo responsável por 43,31 % do valor final da fatura de energia elétrica.

Pelo gráfico 27, pode-se observar os preços médios da energia elétrica para os diferentes sistemas tarifários.

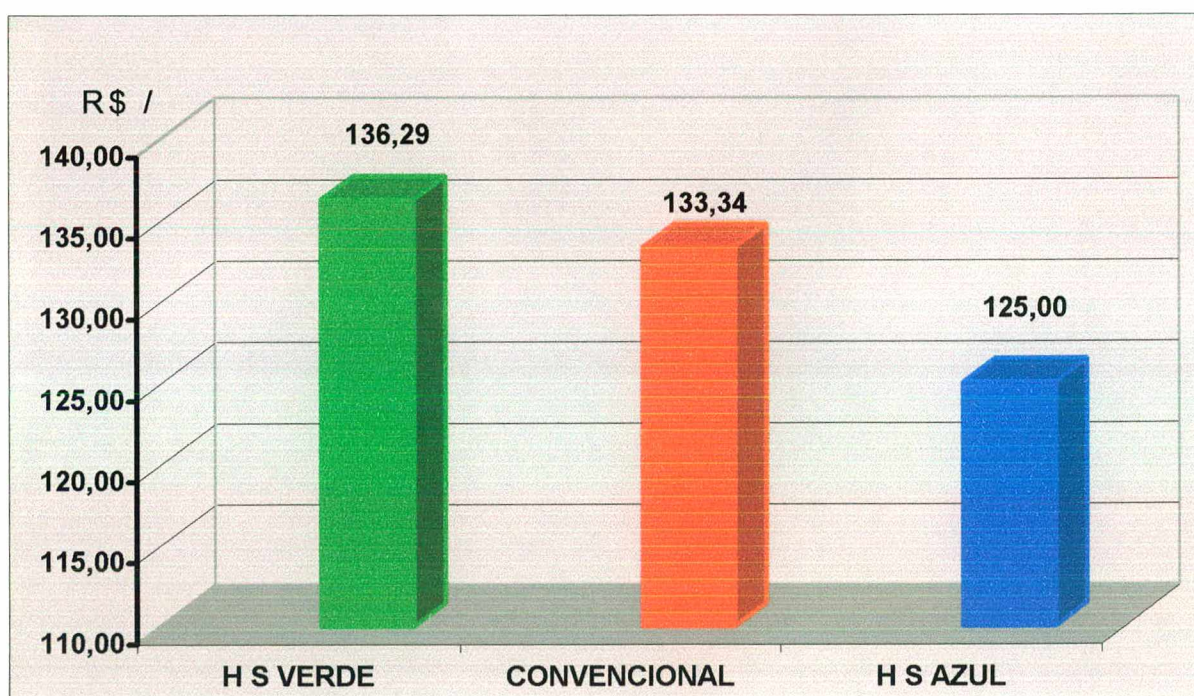


Gráfico 27 - Preços médios calculados para os diferentes sistemas tarifários – Caso B.

Pelo gráfico acima, pode-se observar o seguinte resultado final:

a) Sistema Convencional

O preço médio projetado foi de R\$ 133,34 por MWh absorvido. Este valor é sensivelmente menor que os preços médios históricos, pois aqui se considerou, para os cálculos, a demanda efetivamente medida de 339 kW e não a demanda contratada de 490 kW, pois o gerenciamento adequado do contrato de fornecimento é um problema a ser resolvido em uma etapa diferente desta definição do melhor sistema tarifário.



**b) Sistema Horo-sazonal Verde**

O preço médio neste sistema tarifário seria de R\$ 136,29 por MWh. Este se mostrou o sistema tarifário mais inadequado dos três analisados, representando, em relação ao Convencional, um acréscimo de 2,21 % nos custos com energia elétrica.

**c) Sistema Horo-sazonal Azul**

O preço médio calculado foi de R\$ 125,00 por MWh. O estudo apontou que este era o melhor sistema tarifário à instalação, pois representava uma economia, em relação ao Convencional, de 6,25 %, ou mais de R\$ 15.000,00 anuais.

Aprofundando-se um pouco mais os preços médios neste sistema tarifário, conforme apresentado no gráfico 28, os mesmos forma calculados por segmento tarifário. Pode-se observar que o preço médio final citado acima, é composto pelo preço médio de R\$ 79,28 por MWh para a utilização da energia elétrica Fora da Ponta, enquanto este valor para o horário de Ponta calculado foi de R\$ 510,17 por MWh. Este gráfico visa sinalizar ao cliente a diferença dos custos da energia elétrica na sua produção, em função dos diferentes postos tarifários, tentando induzi-lo a outras ações que pudessem reduzir o preço médio da energia elétrica para a sua instalação.

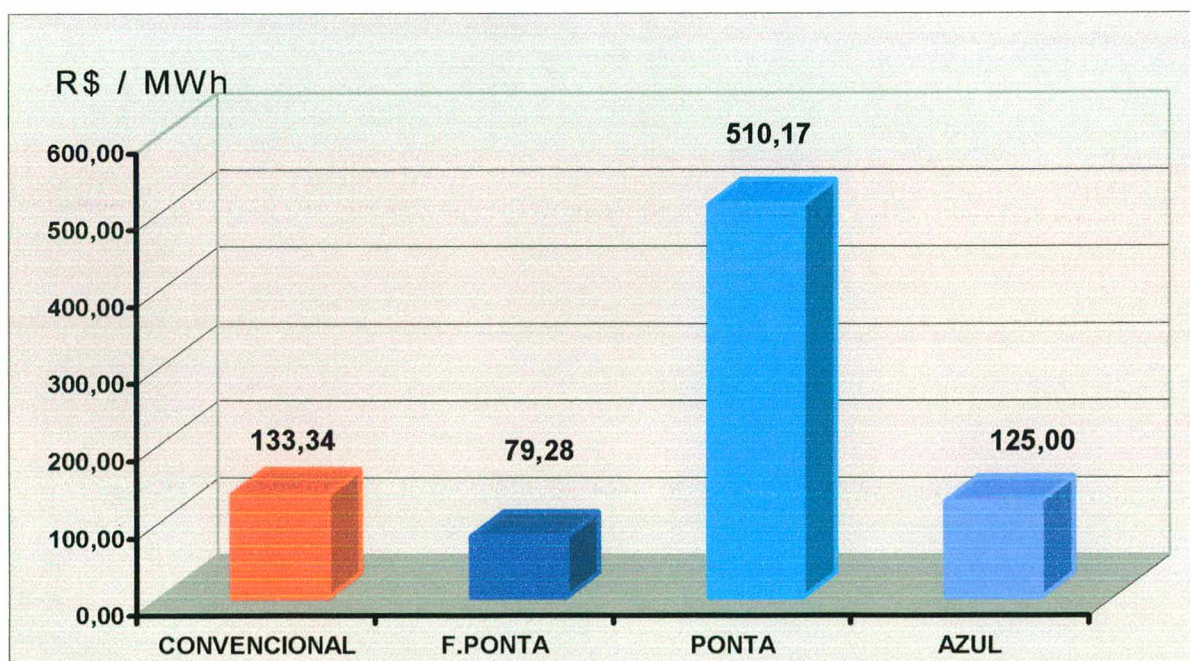


Gráfico 28 - Preços médios por postos tarifários – Caso B.

Em função da urgência na definição do novo sistema tarifário, o cliente optou pelo enquadramento no sistema tarifário Horo-sazonal Azul, o que foi feito no faturamento do mês de maio de 2001.

No entanto, ao longo dos estudos observou-se que o perfil da carga e a forma de produção da empresa permitiam algumas mudanças. Vislumbrou-se assim a possibilidade de reduzir ainda mais o preço médio da energia elétrica, com a implantação de algumas mudanças que ajustassem o hábito de uso da energia elétrica às tarifas diferenciadas do sistema horo-sazonal.

#### ▪ Segunda Etapa

Com a anuência do cliente, sensibilizado pelo preço de produção bem mais caro no horário de Ponta, os estudos foram aprofundados com o objetivo de reduzir o preço médio final da energia elétrica, sem que isto viesse a afetar a produção da empresa. O estudo centrou-se, então, na forma de utilização da energia elétrica no horário de Ponta.

Essencialmente foram tomadas duas ações na instalação que foram a antecipação do jantar do segundo turno para o horário de Ponta, já que havia uma redução natural da carga nestes momentos, além da retirada de algumas cargas que não eram essenciais para utilização neste horário. O reflexo destas ações foram a redução bastante acentuada do consumo de energia elétrica, beneficiando o sistema horo-sazonal que possui um preço maior neste horário.

As mudanças sugeridas foram implementadas durante uma semana de produção no final do mês de maio de 2001 (*de 25 a 31.05.01*), para avaliar o impacto que isto produziria ao faturamento. Esta semana de produção foi extrapolada para um mês completo de faturamento, obtendo-se o seguinte resultado:

- Consumo mensal no horário de Ponta: 10.890 kWh;
- Consumo mensal Fora da Ponta: 143.198 kWh;
- Consumo mensal total: 154.088 kWh;
- Demanda em horário de Ponta: 292 kW; e,
- Demanda Fora da Ponta: 342 kW.



Com estes dados foi executado o cálculo do faturamento (*tabela 07*) nos sistemas horo-sazonais e no Convencional para comparação dos resultados.

Tabela 07– Simulação tarifária do resultado das medições, após mudanças.

IMPORTES	HS AZUL	HS VERDE	CONVENCIONAL
Demanda Fora da Ponta	2.384,88		
Demanda na Ponta	6.104,75		
Demanda Total	8.489,63	2.384,88	2.704,08
Consumo Fora da Ponta	8.886,55	8.886,55	
Consumo na Ponta	1.447,47	6.713,89	
Consumo Total	10.334,02	15.600,44	17.855,72
Importe Total	18.823,65	17.985,32	20.559,80
Variação Percentual	- 8,44%	- 12,52%	
Variação Absoluta	- 1.736,15	- 2.574,48	

O gráfico 29, a seguir, mostra os preços médios para cada sistema tarifário.

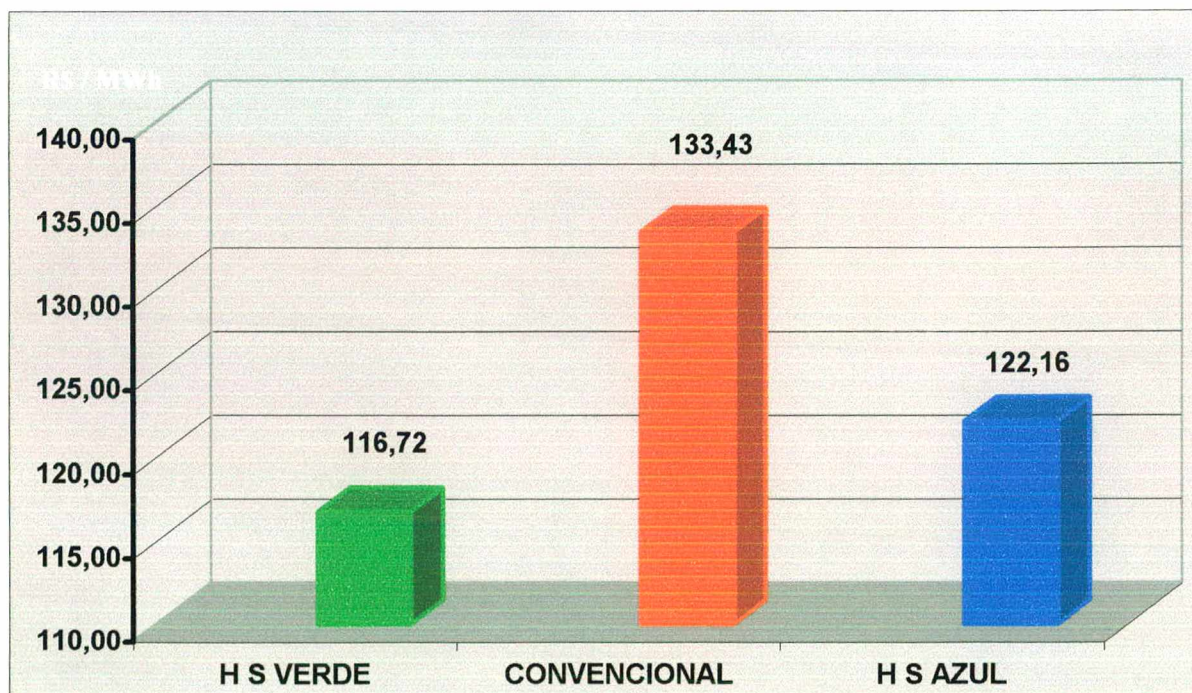


Gráfico 29 - Preços médios calculados após mudanças – Caso B.

Os resultados financeiros destas medidas, por sistema tarifário, foram os seguintes:

a) Sistema Convencional:

O preço médio no sistema Convencional foi de R\$ 133,43 por MWh, mantendo-se praticamente inalterado, pois as mudanças introduzidas não alteraram a produção, tendo sido alterada apenas a forma de consumir, e este sistema tarifário não possui uma estrutura para diferenciar os funcionamentos.

b) Sistema Horo-sazonal Verde:

O preço médio neste sistema tarifário ficou em torno de R\$ 116,72 por MWh. Verifica-se, portanto, que este que era inicialmente o pior dos sistemas tarifários, com as mudanças introduzidas à instalação, passou a ser o mais indicado à mesma. Este sistema tarifário, em relação ao antigo sistema tarifário Convencional, representa uma redução de 12,52 % no custo da energia elétrica para a instalação, ou mais de R\$ 30.000,00 anuais.

Os preços médios por segmento tarifário, conforme gráfico 30, passaram a ser de R\$ 78,71 por MWh para o horário Fora da Ponta, e de R\$ 616,52 por MWh para o horário de Ponta.

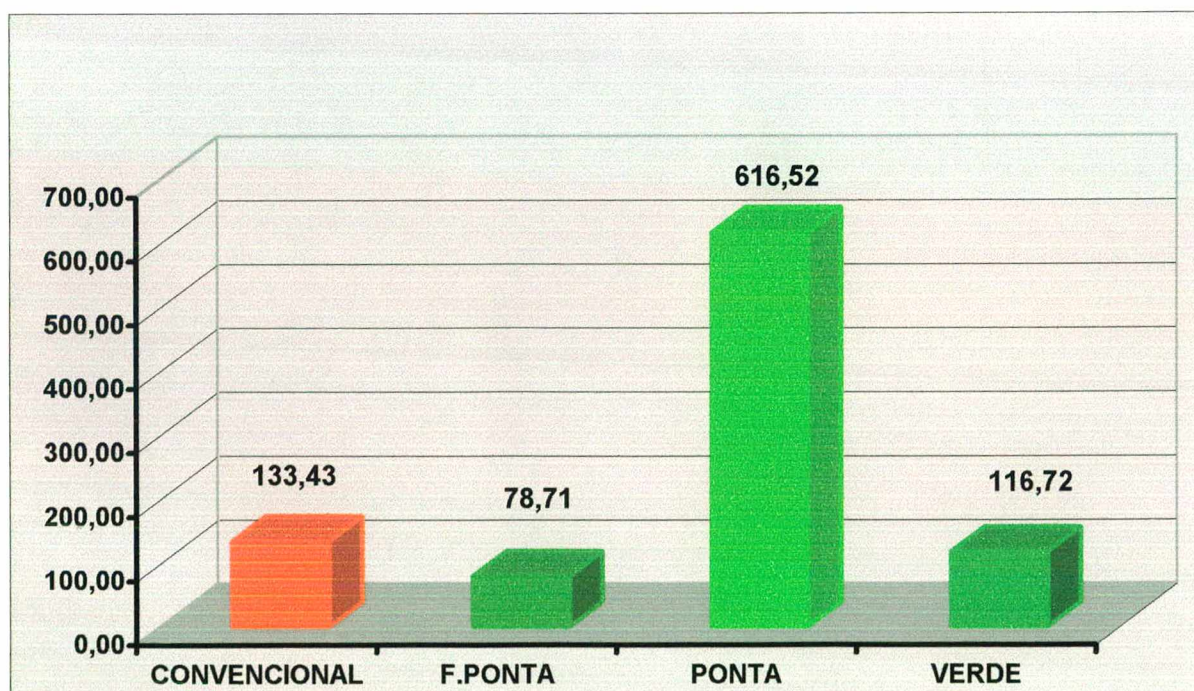


Gráfico 30 – Preços médios por postos tarifários, após mudanças.



c) Sistema Horo-sazonal Azul:

O preço médio observado para o Horo-sazonal Azul, foi de R\$ 122,16 por MWh, portanto um desempenho melhor que o estudo anterior, pois a vantagem em relação ao sistema Convencional passou a ser de 8,44 %. Agora, este era o sistema no qual a instalação estava enquadrada e, apesar de ainda bastante vantajoso em relação ao antigo sistema, não continuava sendo o mais indicado.

Os fatores de carga de Ponta e Fora passaram a ser, respectivamente, de 56,51 % e de 63,06 %, o que foi determinante para o sistema Horo-sazonal Verde ter se tornado mais barato. O perfil de carga da instalação nos finais de semana se manteve inalterado, já que as mudanças ocorreram no hábito de utilização de energia elétrica nos dias úteis. O gráfico 31 mostra como ficou a utilização em um dia útil típico.

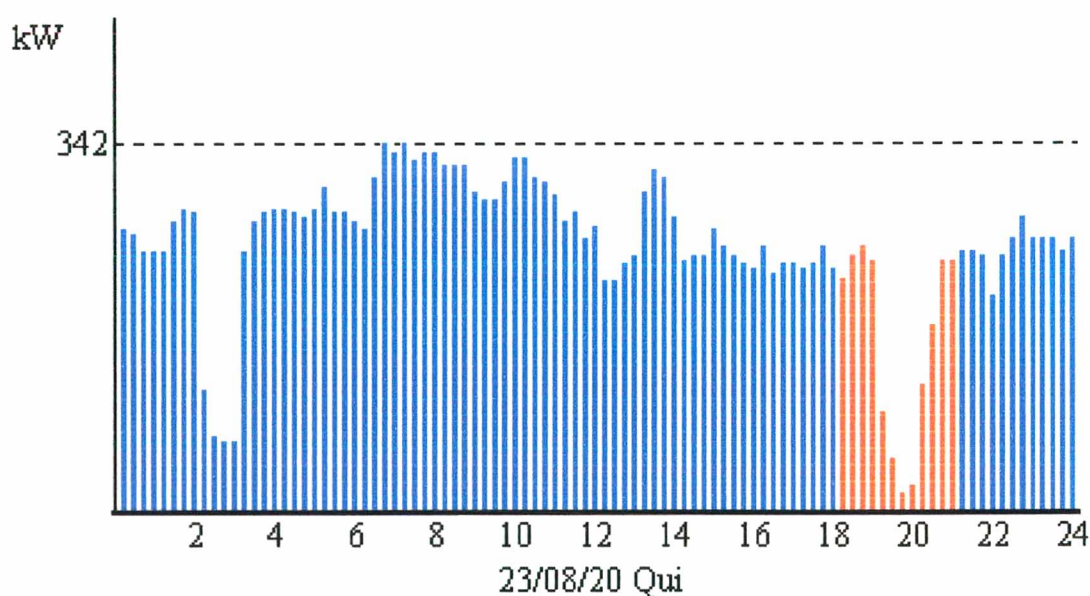


Gráfico 31– Perfil de carga na instalação, depois de implantadas as mudanças.

A conclusão a que os estudos chegaram, é a de que os sistemas horo-sazonais, mesmo não implantando nenhuma mudança à instalação, sempre foram melhores que o sistema Convencional no qual a instalação estava enquadrada.

Isto caracteriza muito bem o desconhecimento do consumidor e a falta de orientação adequada sobre as características das opções tarifárias horo-sazonais, fazendo com que o mesmo pagasse à concessionária um preço médio de energia

elétrica maior do que deveria se estivesse no sistema tarifário adequado. Este problema ainda era maior, pois, além do sistema inadequado, a demanda contratada estava acima da necessidade da instalação, fazendo com que fosse paga, mensalmente, uma parcela de demanda sem utilização.

Mostrou-se, também, que a mudança de comportamento na utilização de energia elétrica afeta o equilíbrio entre os sistemas tarifários do grupo A. O fato de se ter mudado o horário de jantar para o horário de Ponta, tornou o sistema Horo-sazonal Verde, que era o de pior desempenho, no sistema tarifário mais adequado à instalação. Além disso, pelo fato de não se necessitar contratar demanda para o horário de Ponta, torna este sistema mais fácil de se gerenciar do que o Horo-sazonal Azul.

A implantação do sistema horo-sazonal Verde para a instalação confrontava com o disposto no Art. 5º. da resolução da ANEEL Nº. 456, que não permite nova mudança de sistema tarifária se a mudança anterior tiver ocorrido em um prazo inferior a 12 ciclos de faturamento. Como a mudança do sistema Convencional para o Horo-sazonal Azul havia ocorrido no faturamento anterior, mesmo sendo mais vantajoso, o sistema horo-sazonal Verde não poderia ser efetivado.

Esta situação foi exposta à concessionária de energia da área que, excepcionalmente, permitiu que a nova mudança fosse concretizada. Esta concessão foi dada porque o período destes estudos coincidiu com a solicitação por parte do governo federal para um uso mais eficiente da energia elétrica, porque estas ações se concentraram na redução do uso da energia elétrica em horário de Ponta e porque a urgência da primeira mudança, sem a conclusão final do estudo, havia sido da própria concessionária.

Desta forma, esta instalação foi faturada em abril de 2001 no sistema Convencional, passou no faturamento de abril de 2001 para o sistema Horo-sazonal Azul e, a partir do faturamento de junho de 2001, passou a ser faturado no sistema Horo-sazonal Verde.

A tabela 08, apresentada a seguir, mostra os resultados financeiros dos estudos (*de maio a agosto de 2001*), onde se verificou que foram economizados R\$ 9.626,00 (*nove mil, seiscentos e vinte e seis reais*) nos 4 meses analisados.



Tabela 08 – Economia obtida no período de maio a agosto de 2001.

MÊS	CONCESSIONÁRIA		ECONOMIZADO		TOTAL	
	Valor	Perc.	Valor	Perc.	Valor	Perc.
Maio	19.693,59	93,45%	1.379,79	6,55%	21.073,38	100,00%
Junho	17.775,30	86,19%	2.847,88	13,81%	20.623,18	100,00%
Julho	18.750,99	87,93%	2.573,85	12,07%	21.324,84	100,00%
Agosto	18.279,58	86,62%	2.824,51	13,38%	21.104,09	100,00%
Média	18.624,87	88,56%	2.406,51	11,44%	21.031,37	100,00%
Total	74.499,46	88,56%	9.626,03	11,44%	84.125,49	100,00%

Estes valores podem ser melhor avaliados pelo gráfico 14 adiante.

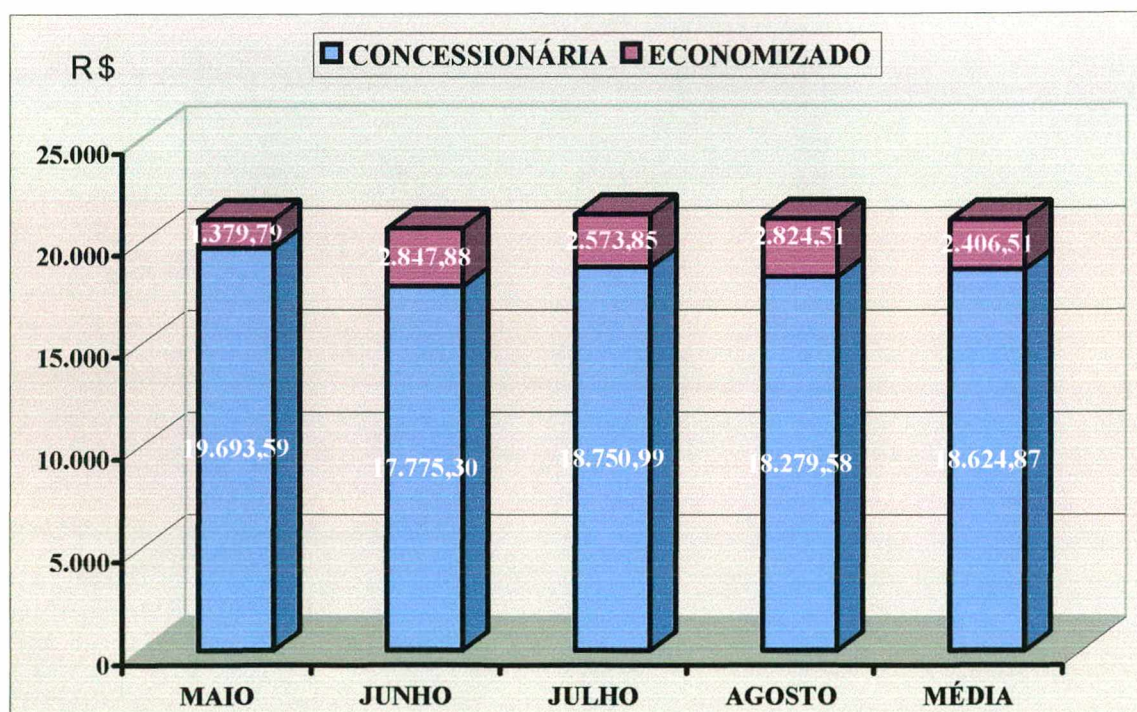


Gráfico 32 – Importes da energia elétrica e economias mensais.

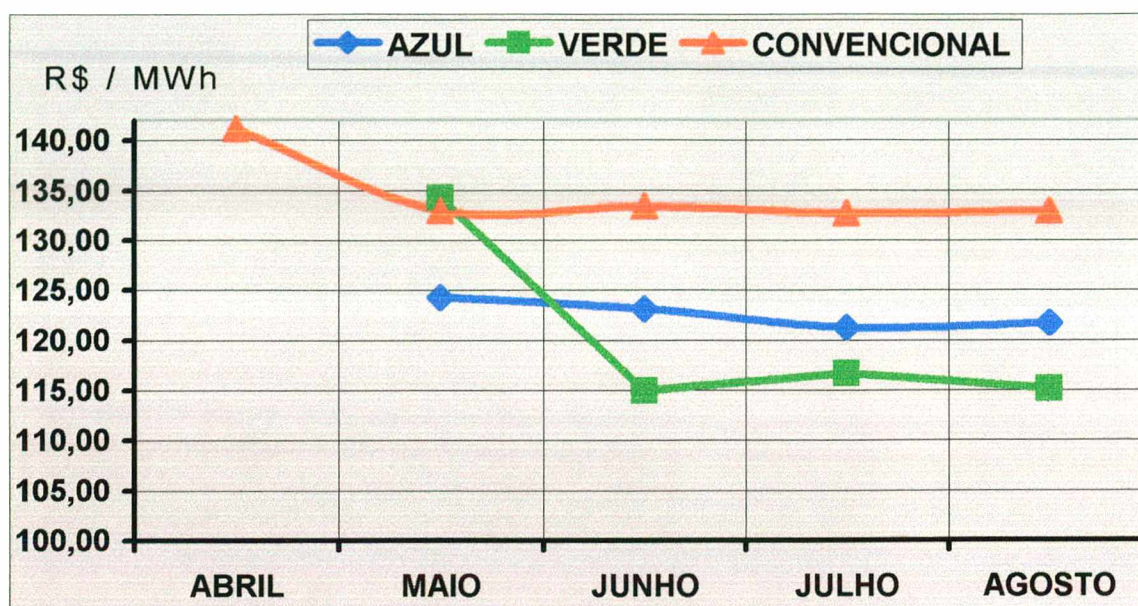


Gráfico 33 – Preços médios mensais da energia elétrica.

O gráfico 33 mostra os preços médios da energia elétrica para cada um dos sistemas tarifários. Pode-se comprovar que, para todos os meses analisados, o faturamento sempre foi feito para o sistema tarifário que melhor se adaptava à instalação.

Salientou-se novamente que a segunda mudança tarifária foi conseguida excepcionalmente, motivo pelo qual, antes de se proceder qualquer mudança, há a necessidade de se esgotar as possibilidades de redução do preço médio, pois as mudanças, que são introduzidas, podem afetar a definição da melhor possibilidade.

Caso for considerado o preço médio de abril de 2001, que foi de R\$ 141,13 por MWh no sistema Convencional, e o preço médio de R\$ 115,12 por MWh em agosto de 2001 no sistema Horo-sazonal Verde, observa-se que houve uma redução efetiva de 18,43 % no preço da energia elétrica para a instalação.

3º. Bloco: Analisar as demandas medidas e contratadas:

Conforme já discutido, a instalação utilizava uma demanda bastante menor que a contratada, o que originava a cobrança de parcelas de demanda sem utilização. Porém, como houve a mudança de sistema tarifário, o contrato de



fornecimento foi mudado, tendo sido concedido um período de testes de 3 meses. Neste período de testes foram faturadas as demandas medidas.

Os estudos das demandas na instalação apontaram para a necessidade de se contratar uma demanda de 350 kW, o que foi feito. Assim, a instalação passou do sistema Convencional com uma demanda contratada de 490 kW para o sistema Horo-sazonal Verde com uma demanda contratada atual de 350 kW.

#### 4º. Bloco: Analisar os excedentes reativos:

O Fator de Potência de uma instalação, ao lado de seu Fator de Carga, são os índices de eficiência energética mais importantes, pois, mostram como a energia elétrica está sendo aproveitada na instalação. Analisando-se os fatores de potência nos últimos 12 meses no sistema Convencional, observa-se que os mesmos sempre estiveram acima dos 92 % solicitados pela legislação, demonstrando uma situação regular em que nada caberia ser feito.

Com a mudança para o sistema horo-sazonal, a forma de medição, que era média mensal, passou a ser feita de forma horária. Com estas novas regras de medição, observou-se que nas madrugadas dos domingos, onde não existia carga na instalação, os capacitores ficavam ligados desnecessariamente, gerando o aparecimento de excedentes reativos capacitivos.

O problema foi resolvido com a instalação de um interruptor horário que passou a desligar os capacitores nestes períodos. Salienta-se que esta situação foi corrigida dentro do período de testes, não incidindo em cobrança de excedentes reativos para a instalação.

## 5.4 ESTUDO DO TERCEIRO CASO

O terceiro caso apresentado se refere a uma indústria de máquinas (*Caso C*) situada na cidade de Colombo, Paraná. Ao aplicar-se a metodologia proposta, os resultados foram os seguintes:

1º. Bloco: Analisar o sistema atual e as possibilidades:

Esta instalação possuía uma demanda de potência medida na faixa de 180 kW, sem contrato de fornecimento com a concessionária, e utilizava um consumo de energia elétrica na faixa de 43 MWh mensais. É atendida pela tensão de fornecimento de 13,8 kV, pertencente ao subgrupo A4, e comum transformador de 225 kVA.

Portanto, ao aplicar-se a análise do primeiro bloco, chegou-se à conclusão de que este consumidor, pertencente ao sistema Convencional, poderia optar por qualquer dos sistemas horo-sazonais (Azul ou Verde).

2 º. Bloco: Analisar a forma de funcionamento da instalação:

Visando identificar a forma de utilização de energia elétrica na instalação, foram analisados os dados elétricos e comerciais dos últimos 12 meses da instalação. Os dados principais, utilizados nesta análise, são os demonstrados na tabela 09.

Tabela 09 – Valores medidos e faturados no consumidor – Caso C.

Mês de Faturamento	Consumo de Energia (kWh)	Demanda de Potência (kW)	Fator de Carga (%)	Fator de Potência (%)	Importe do Mês (R\$)	Preço Médio (R\$ / kWh)
Julho.00	45.930	175	35,95	82,63	6.706,04	0,14601
Agosto.00	43.900	180	33,41	86,17	6.510,33	0,14830
Setembro.00	43.301	177	33,51	81,84	6.417,20	0,14820
Outubro.00	42.932	179	32,86	88,58	6.390,25	0,14885
Novembro.00	43.023	179	32,92	89,69	6.400,80	0,14878
Dezembro.00	42.907	180	32,65	87,85	6.395,26	0,14905
Janeiro.01	43.930	175	34,39	87,06	6.474,28	0,14738
Fevereiro.01	42.900	178	33,02	86,17	6.378,64	0,14869
Março.01	45.301	177	35,06	81,84	6.648,96	0,14677
Abril.01	42.932	181	32,49	86,59	6.406,07	0,14921
Mai.01	41.702	179	31,91	89,69	6.247,72	0,14982
Junho.01	44.907	176	34,95	87,85	6.595,40	0,14687
Média Anual	43.639	178	33,58	86,33	6.464,25	0,14813

Estes dados são apresentados individualmente de forma gráfica.



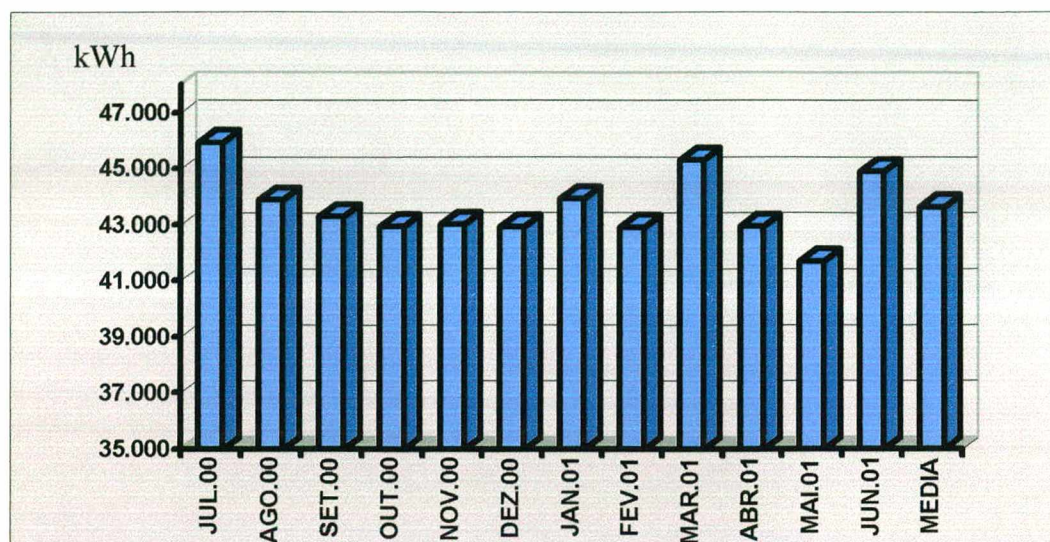


Gráfico 34 – Consumo de energia elétrica entre julho de 2000 a junho de 2001 – Caso C.

Pelo gráfico 34 apresentado, em que os consumos mensais são representados, observa-se que estes valores são bastante parecidos, situando-se na faixa de 43 MWh. Como o consumo de energia elétrica reflete, considerando-se o mesmo rendimento para o processo, a produção mensal da unidade, pode-se afirmar que a forma de trabalho se mantém bastante constante.

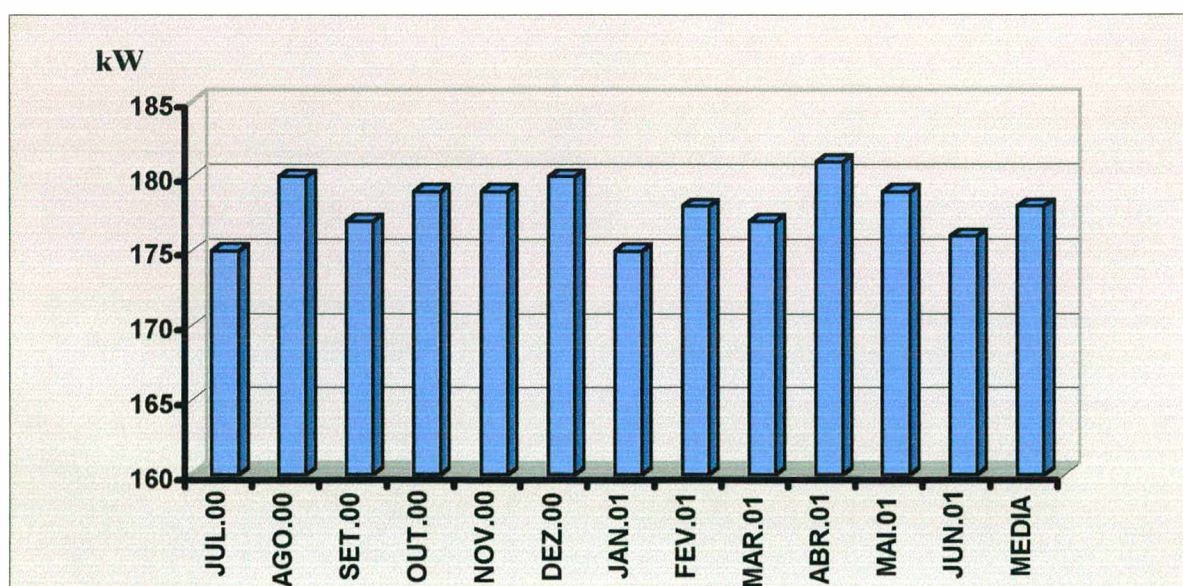


Gráfico 35 – Demandas medidas entre julho de 2000 a junho de 2001 – Caso C.



Este gráfico 35 mostra as demandas durante o intervalo considerado, com pequena variação da mesma entre os meses analisados, caracterizando uma utilização bastante regular das cargas. Como a instalação não possuía demanda contratada, os valores faturados sempre foram iguais aos medidos.

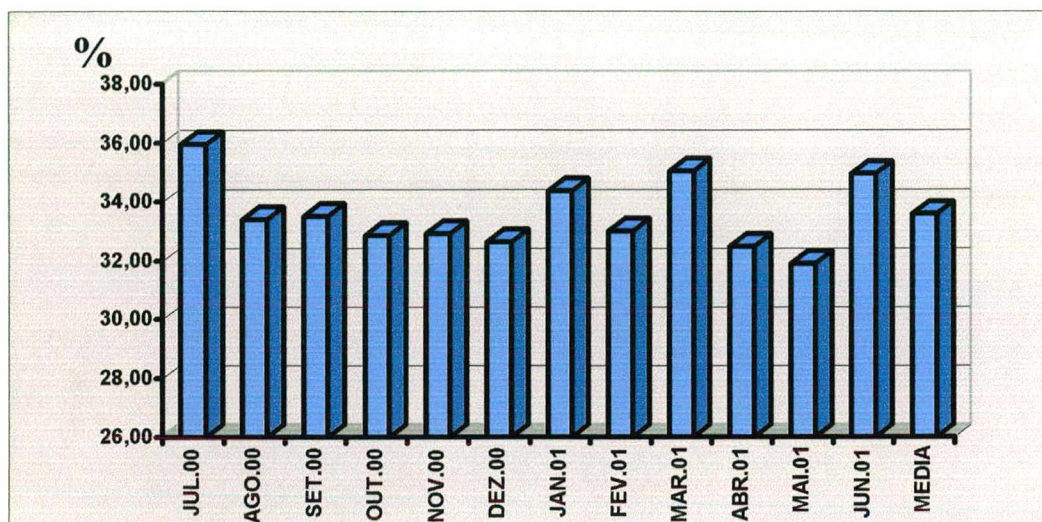


Gráfico 36– Fator de Carga entre julho de 2000 a junho de 2001 – Caso C.

Pela forma de trabalho observada, o Fator de Carga da instalação que se situa em torno de 34 %, mostra que poderia ser melhorado com distribuição mais adequada da carga.

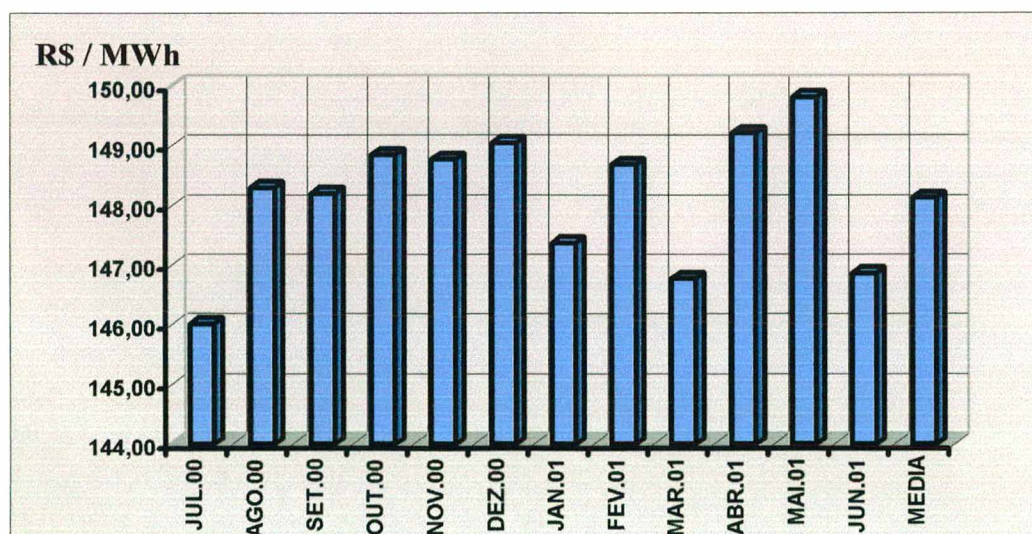


Gráfico 37– Preço médio da energia elétrica, entre julho de 2000 a junho de 2001 – Caso C.

Este gráfico espelha com bastante clareza, o quanto o preço médio da energia elétrica, neste sistema tarifário, é dependente do consumo de energia elétrica. Esta situação pode ser melhor avaliada se comparada aos desempenhos dos meses de julho de 2000 com o observado no mês de maio de 2001.

Em julho de 2000, observa-se, foi o que apresentou o menor preço médio, resultado do uso mais acentuado da energia elétrica. Em maio de 2001, em contrapartida, a energia elétrica foi a que apresentou o maior preço médio, devido ao menor uso da mesma na instalação. Como a energia elétrica depende da produção mensal, e isto é regulado pelo mercado, geralmente este resultado não depende, apenas, das ações do consumidor.

Além da análise dos valores históricos, levantar o perfil da carga do consumidor era determinante na busca da melhor situação para a instalação analisada. Desta forma, como a medição da concessionária era feita através de medidor eletromecânico, foram executadas medições com equipamento apropriado, que permitisse as análises adequadas.

As medições foram executadas durante 2 semanas do mês de maio de 2001. Estes valores foram devidamente tratados para se ter certeza de que refletiam, com bastante confiabilidade, o uso da energia elétrica na instalação.

Observou-se que a instalação utilizava a energia elétrica das 08 às 21 horas durante os dias de semana e, geralmente, aos sábados até o meio-dia. Por outro lado, das 21 horas de um dia até as 08 horas do dia seguinte, praticamente a instalação ficava sem carga ligada. O gráfico 38 mostra o perfil das cargas ao longo de um dia útil típico.

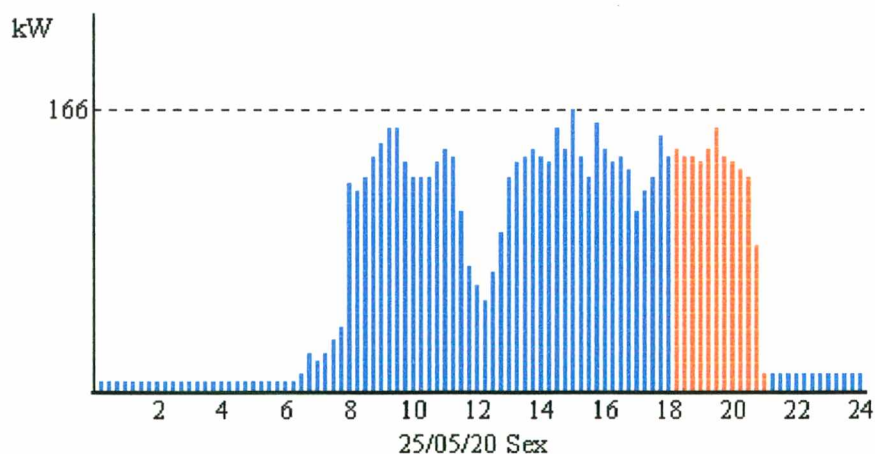


Gráfico 38 – Perfil de carga em um dia útil típico na instalação – Caso C.



Acrescendo-se o consumo de energia elétrica típico dos finais de semana aos valores medidos durante os dias úteis, foram projetados os valores para um mês completo de faturamento. Definidos estes valores mensais, calculou-se o resultado do faturamento nos diferentes sistemas tarifários possíveis – Convencional, Horo-sazonal Azul e Horo-sazonal Verde – conforme simulação apresentada adiante.

Os valores, a serem considerados para esta simulação inicial, foram os seguintes:

- Consumo mensal no horário de Ponta: 8.797 kWh;
- Consumo mensal Fora da Ponta: 34.527 kWh;
- Consumo mensal total: 43.324 kWh;
- Demanda em horário de Ponta: 156 kW; e,
- Demanda Fora da Ponta: 168 kW.

Os valores projetados pelas medições estão bastante coerentes com os historicamente observados. Calculando-se os diferentes faturamentos, conforme tabela 10, chegou-se aos seguintes resultados:

Tabela 10 – Simulação tarifária do resultado das medições.

IMPORTES	HS AZUL	HS VERDE	CONVENCIONAL
Demanda Fora da Ponta	1.171,52		
Demanda na Ponta	3.261,44		
Demanda Total	4.432,96	1.171,52	1.328,32
Consumo Fora da Ponta	2.251,62	2.251,62	
Consumo na Ponta	1.206,71	5.460,71	
Consumo Total	3.458,33	7.712,33	5.020,39
Importe Total	7.891,29	8.883,85	6.348,71
Variação Percentual	24.30 %	39,93 %	
Variação Absoluta	1.542,59	2.535,14	

Esta simulação tarifária mostrou que o sistema tarifário que melhor se adaptava à forma de utilização de energia elétrica na instalação, era aquele no qual a mesma já se encontrava enquadrada (*Convencional*).

O sistema Horo-sazonal Azul representava um acréscimo de 24,30 % no preço médio da energia elétrica, enquanto o sistema Horo-sazonal Verde



representava um acréscimo de 40 % neste valor mensal, resultados nada animadores.

O estudo apontou, ainda, que a modulação havia sido de 7,14 %, enquanto 20,31 % de todo o consumo de energia elétrica ocorria naquela horário em que as tarifas, nos sistemas horo-sazonais, eram mais caras. Isto fazia com que, no sistema Verde, o consumo na ponta fosse responsável por mais de 61 % da fatura final.

O gráfico 39, mostra, comparativamente, os preços médios dos diferentes sistemas tarifários.

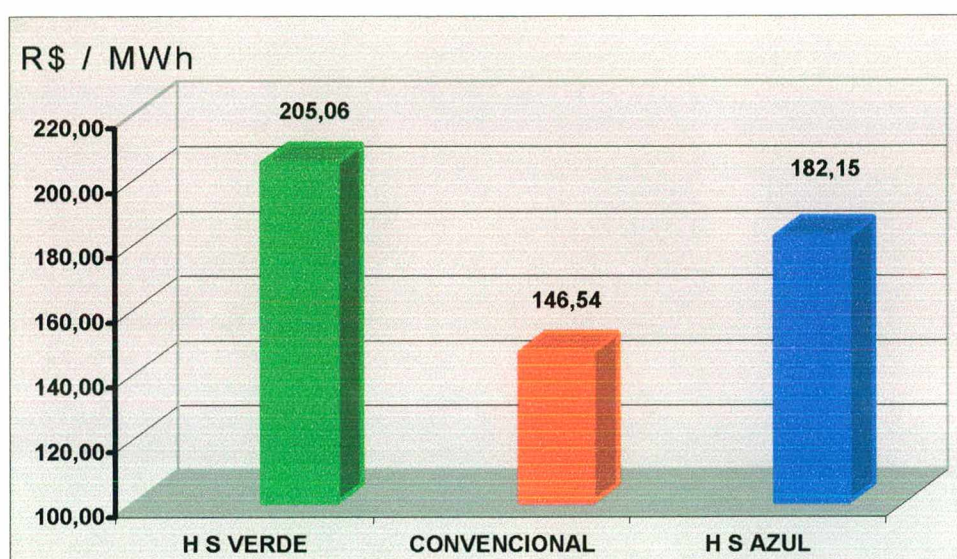


Gráfico 39- Preços médios calculados para os diferentes sistemas tarifários – Caso C.

Conforme se pode observar, o preço médio de R\$ 146,54 por MWh representa o menor valor para a instalação. Este valor é um pouco inferior à média anual, pois os excedentes reativos não estão sendo considerados neste cálculo, já que serão tratados separadamente.

Apesar destes resultados iniciais terem sido um pouco ruins, os estudos foram aprofundados. Constatou-se que não existia nenhuma preocupação com a utilização de energia elétrica, já que o cliente não conseguia avaliar a vantagem de mudar o seu hábito de uso.

Por este motivo, o estudo apontou que os transtornos operacionais e pessoais para algumas mudanças, que ainda não tinham sido avaliados pela empresa, não eram significativos.

Assim, o estudo se baseou na possibilidade de se começar alguns processos que ocupavam poucas pessoas, mas que eram responsáveis por uma demanda de potência elevada, às 06 horas da manhã, antecipando-se o final do expediente para as 18 horas.

Além disso, deslocou-se um processo de fundição para o período noturno, buscando-se a melhoria do fator de potência.

Experimentalmente estas mudanças foram feitas para que se pudesse avaliar com maior precisão como poderia ficar o faturamento da empresa, fazendo-se medições durante um período aproximado de 10 dias, durante o mês de junho de 2001.

Os valores medidos foram calculados para um mês completo de faturamento, obtendo-se o seguinte resultado:

- Consumo mensal no horário de Ponta: 1.061 kWh;
- Consumo mensal Fora da Ponta: 43.887 kWh;
- Consumo mensal total: 44.948 kWh;
- Demanda em horário de Ponta: 20 kW; e,
- Demanda Fora da Ponta: 156 kW.

Estes valores foram calculados para os diferentes sistemas tarifários, buscando-se identificar o melhor sistema tarifário para a instalação.

A tabela 11 adiante, mostra como os importes dos faturamentos ficaram e os resultados para cada um dos sistemas tarifários possíveis.

Tabela 11– Simulação tarifária do resultado das medições, após mudanças – Caso C.

IMPORTES	HS AZUL	HS VERDE	CONVENCIONAL
Demanda Fora da Ponta	1.087,84		
Demanda na Ponta	418,13		
Demanda Total	1.505,97	1.087,84	1.233,44
Consumo Fora da Ponta	2.862,02	2.862,02	
Consumo na Ponta	145,54	658,61	
Consumo Total	3.007,56	3.520,63	5.208,57
Importe Total	4.513,53	4.608,47	6.442,01
Variação Percentual	- 29,94 %	- 28,46 %	
Variação Absoluta	- 1.928,48	- 1.833,54	

Este resultado pode ser melhor avaliado pelo gráfico 40, apresentado adiante, onde os preços médios de cada um destes sistemas são mostrados.



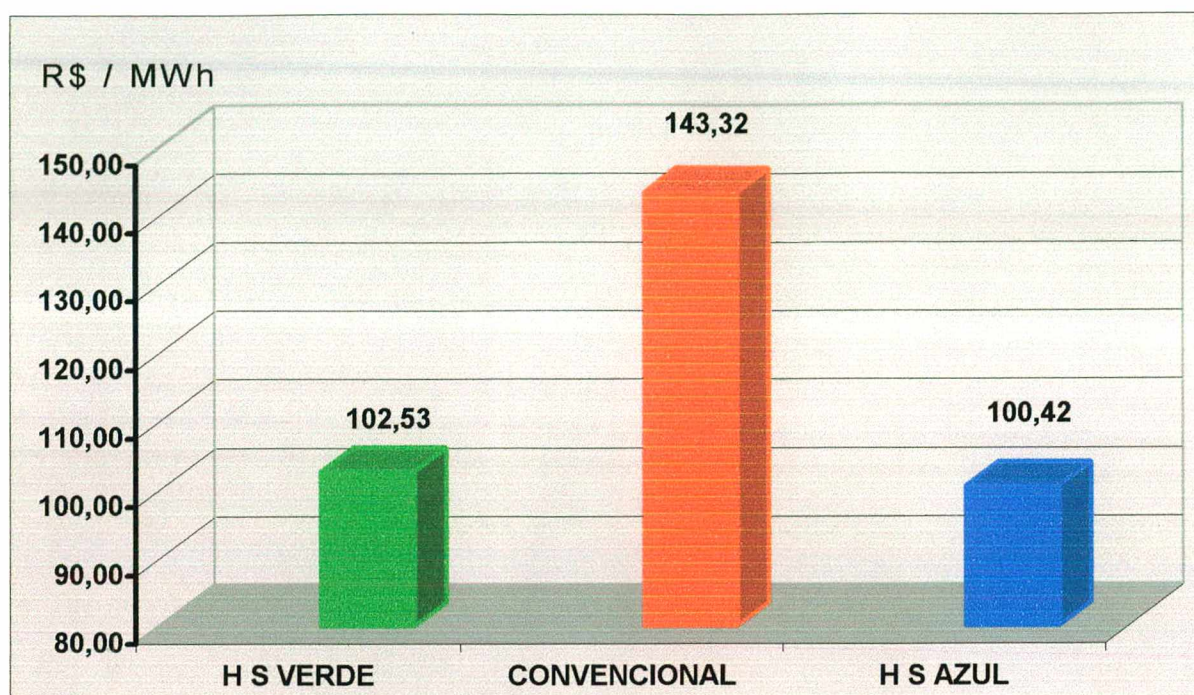


Gráfico 40 - Preços médios calculados após mudanças – Caso C.

Por este gráfico pode-se constatar que as mudanças introduzidas tiveram um bom resultado financeiro, fruto da nova modulação que agora ficou em 87 %, e do menor uso da energia elétrica em horário de Ponta, que agora passou a ser de, apenas, 2,36 % da total.

Analisando-se o impacto destas medidas nos diversos sistemas tarifários, chegou-se à seguinte conclusão:

a) Sistema Convencional:

O sistema Convencional não foi afetado por estas mudanças, pois a sua estrutura não é sensível às mudanças introduzidas na instalação. O seu preço médio ficou em R\$ 143,32 por MWh.

b) Sistema Horo-sazonal Verde:

Este foi o sistema que se mostrou mais sensível às mudanças introduzidas, já que o seu preço médio inicial, que era de R\$ 205,06 por MWh, passou a ser de R\$ 102,53 por MWh.

Em relação ao sistema Convencional, o sistema Horo-sazonal Verde representa uma economia percentual de 28,46 % mensais, ou de mais de R\$ 22.000,00 (*vinte e dois mil reais*) anuais.

Pela sua estrutura, em que não existe a necessidade de se contratar demanda em horário de Ponta, este sistema tarifário foi o aplicado à instalação, apesar de não ter se mostrado, por estas medições, o mais adequado à mesma.

O gráfico 41 mostra como ficaram os preços médios por segmentos tarifários. O preço médio de produção calculado para o horário Fora de Ponta foi de R\$ 90,00 por MWh, enquanto para o horário de Ponta foi de R\$ 620,75 por MWh, desencorajando o consumidor a produzir neste horário que acaba sendo quase 7 (**sete**) vezes mais caro que Fora da Ponta.

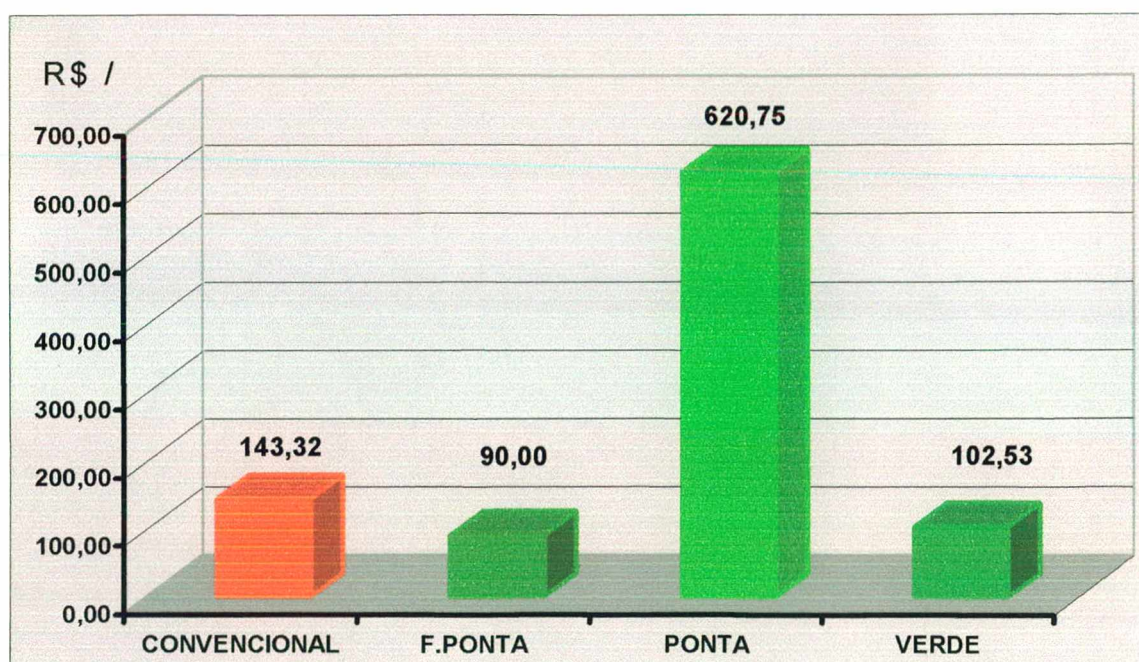


Gráfico 41 – Preços médios por postos tarifários, após mudanças – Caso C.

#### c) Sistema Horo-sazonal Azul:

O preço médio neste sistema foi de R\$ 100,42 por MWh, representando, portanto, o melhor desempenho dos analisados já que permite uma economia de quase 30 % em relação ao antigo sistema Convencional.

Apesar de mais indicado pelo estudo, a sua estrutura tarifária obriga a contratação de uma demanda para o horário de Ponta. Por possuir uma tarifa muito



elevada, qualquer alteração nesta demanda proporciona um impacto financeiro muito grande no faturamento, sendo difícil de ser gerenciado em consumidores deste porte que não possuem controladores de demanda.

Como os resultados no sistema Verde foram parecidos com os observados aqui, por possuir uma estrutura mais simples, optou-se pelo sistema horo-sazonal Verde. Esta opção acabou se mostrando a melhor, pois, o consumidor acabou utilizando uma demanda na faixa de 40 kW em horário de Ponta

O perfil de carga dos finais de semana ficou inalterado. O gráfico 42, a seguir, mostra como acabou ficando o perfil de carga típico na instalação, após a introdução das mudanças.

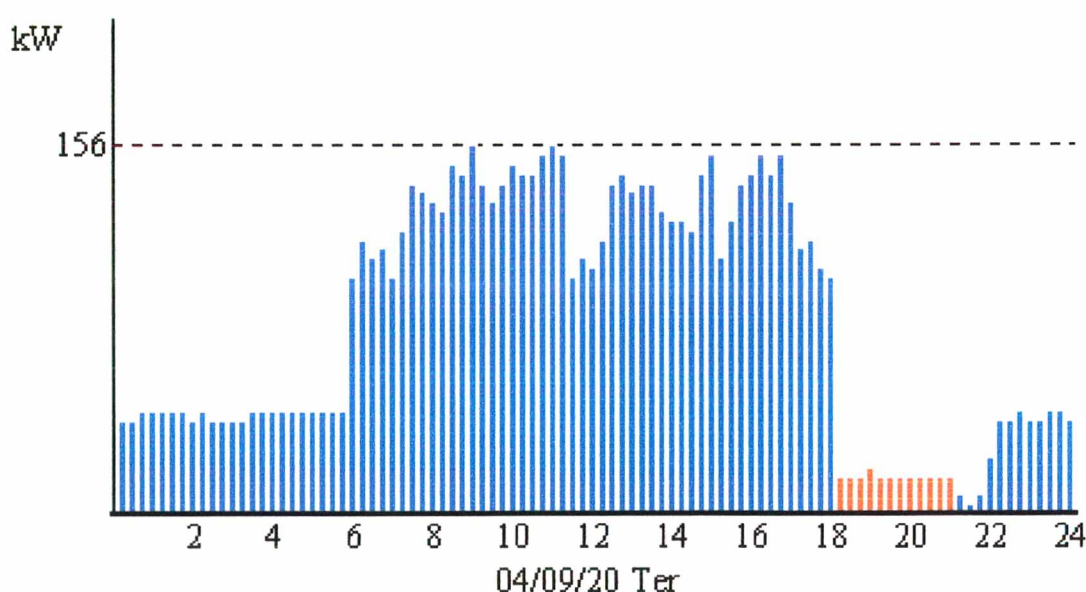


Gráfico 42 – Perfil de carga na instalação, depois de implantadas as mudanças – Caso C.

Este caso mostrou que a mudança no hábito de utilização da energia elétrica pode propiciar ganhos significativos para uma instalação, além de auxiliar o sistema elétrico pelo afastamento da carga daqueles horários mais difíceis de serem atendidos. Mostrou, também, que a mera análise do melhor sistema tarifário a uma instalação, sem um estudo mais profundo da forma de uso da energia elétrica, pode fazer com que algumas oportunidades sejam perdidas, pois nem sempre são tão evidentes.



Isto mostra a necessidade de formação de profissionais atentos a este tipo de situação, pois a oportunidade já existia há bastante tempo não tendo sido explorada adequadamente.

Resultado do estudo, a partir do faturamento do mês de julho de 2001, a instalação passou a ser feita no sistema horo-sazonal Verde. Observa-se, pela tabela 12 que, nos 3 meses posteriores a mudança, a instalação acabou economizando 28 % dos valores da faturas de energia elétrica, ou R\$ 1.784,00 mensais.

Tabela 12 – Economia obtida no período de julho a setembro de 2001 – Caso C.

MÊS	CONCESSIONÁRIA		ECONOMIZADO		TOTAL	
	VALOR	PERC.	VALOR	PERC.	VALOR	PERC.
Julho	4.606,67	72,69 %	1.730,47	27,31 %	6.337,14	100,00%
Agosto	4.585,72	71,39 %	1.837,95	28,61 %	6.423,67	100,00%
Setembro	4.547,28	71,83 %	1.783,58	28,17 %	6.330,86	100,00%
Média	4.579,89	71,97 %	1.784,00	28,03 %	6.363,89	100,00%
Total	13.739,67	71,97 %	5.352,00	28,03 %	19.091,67	100,00%

Os valores economizados e totais, podem ser melhor avaliados pelo gráfico 43, apresentado na seqüência.

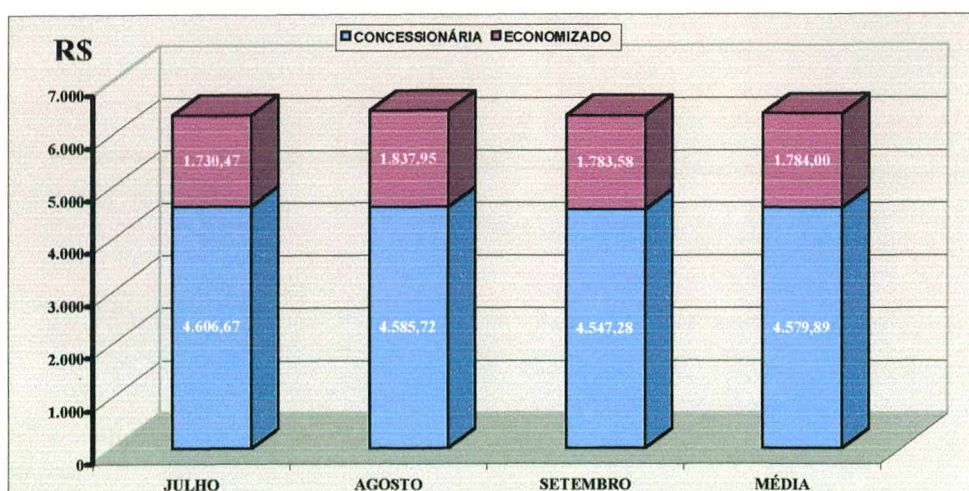


Gráfico 43 – Importes da energia elétrica e economias mensais – Caso C.

O gráfico 44 mostra os preços médios para a instalação para os diferentes meses e para os diferentes sistemas tarifários. Pode-se constatar que o sistema tarifário Horo-sazonal Verde realmente é o sistema que representa o menor custo com energia elétrica para a instalação.

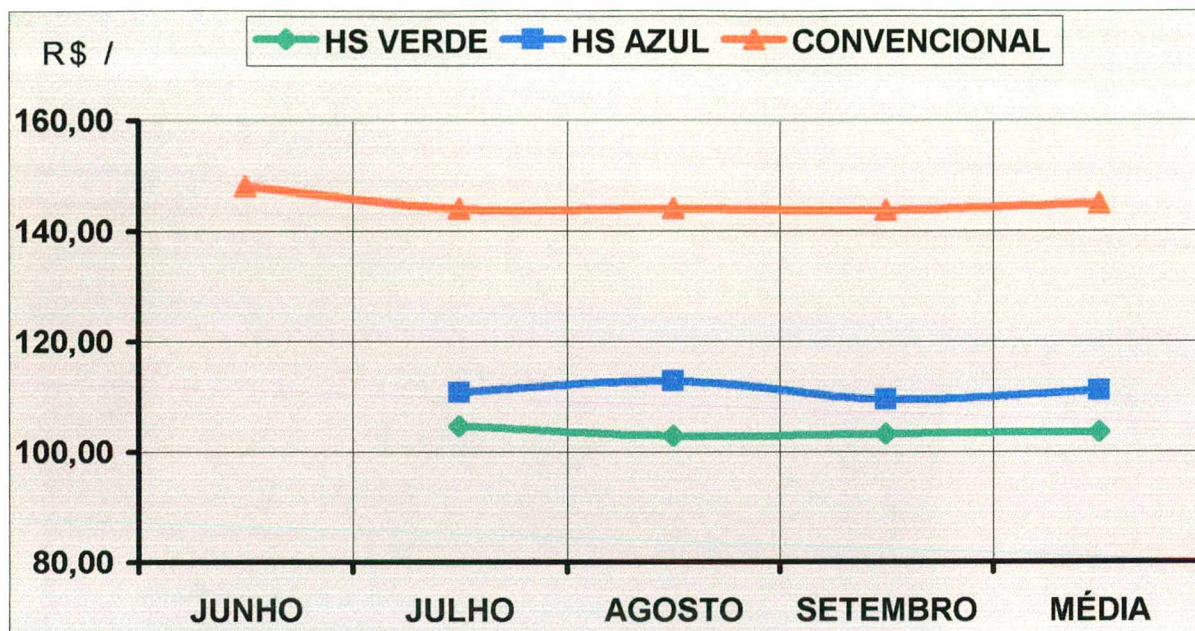


Gráfico 44 – Preços médios mensais da energia elétrica – Caso C.

### 3º. Bloco: Analisar as demandas medidas e contratadas:

Como não existia contrato de fornecimento entre a concessionária e o consumidor, a análise deste bloco não se aplicou, até porque a instalação mudou o seu sistema de faturamento.

Após os 3 meses de testes, foi ajustada uma demanda de 170 kW para a instalação.

### 4º. Bloco: Analisar os excedentes reativos:

Mesmo no sistema Convencional, a instalação já possuía problemas de excedentes reativos, pois o Fator de Potência sempre esteve abaixo dos 92 % solicitados pela legislação, conforme pode ser observado pelo gráfico 45 a seguir apresentado.



Apesar deste problema ser responsável por 6,6 % do custo final da energia elétrica, o mesmo não foi considerado nas análises anteriores, o que apresentaria um resultado ainda mais satisfatório, pois, dentro deste período de testes, os excedentes reativos não foram considerados.

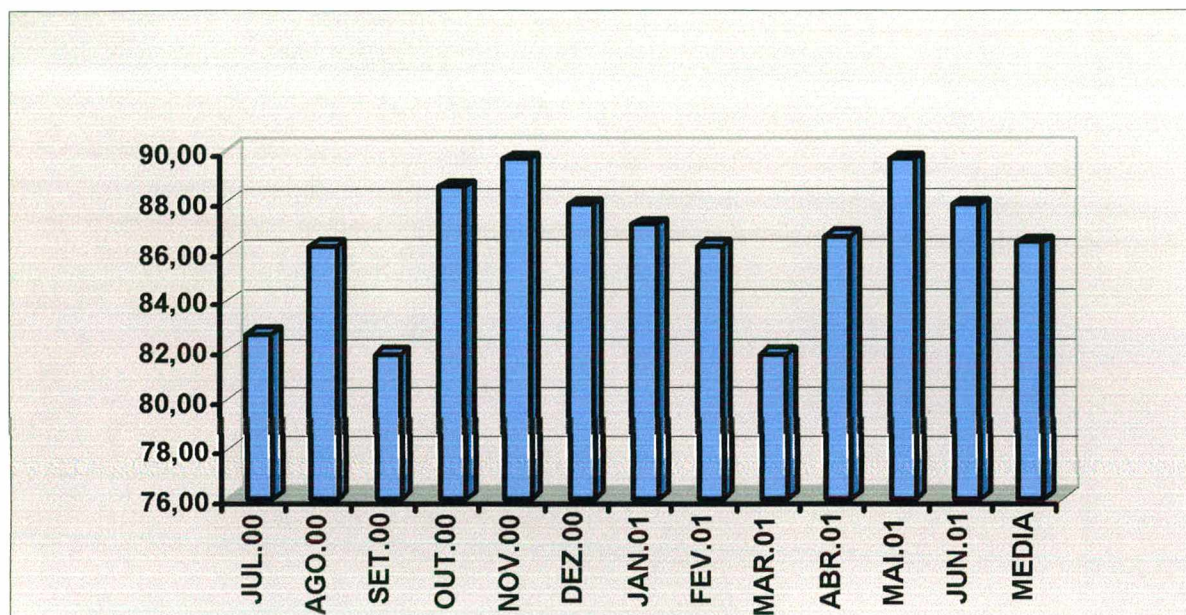


Gráfico 45– Fator de Potência mensal – Caso C.

Durante os 3 meses englobados no estudo, correspondentes ao período de testes, não foram cobrados os excedentes reativos na instalação. Este período foi utilizado para estudos e definição da melhor forma de correção do fator de potência.

Estes estudos conduziram à necessidade de um banco de capacitores de 74 kVAr na pior solicitação da carga, especificando-se, então, um banco de capacitores de 80 kVAr para a instalação. Esta necessidade de reativos era necessária durante o funcionamento da instalação (*das 06 às 18 horas*), conforme demonstrado nos gráficos 46 e 47.

Porém, especialmente porque a medição é feita em Baixa Tensão, e a carga muito baixa neste horário, os mesmos devem permanecer desligados durante a madrugada. Como o consumidor possui profissionais habilitados para a montagem do comando de suas máquinas, a partir das especificações dadas, foi colocado em

operação um banco de capacitores com controle automático de fator de potência, resolvendo o problema de cobrança de excedentes reativos.

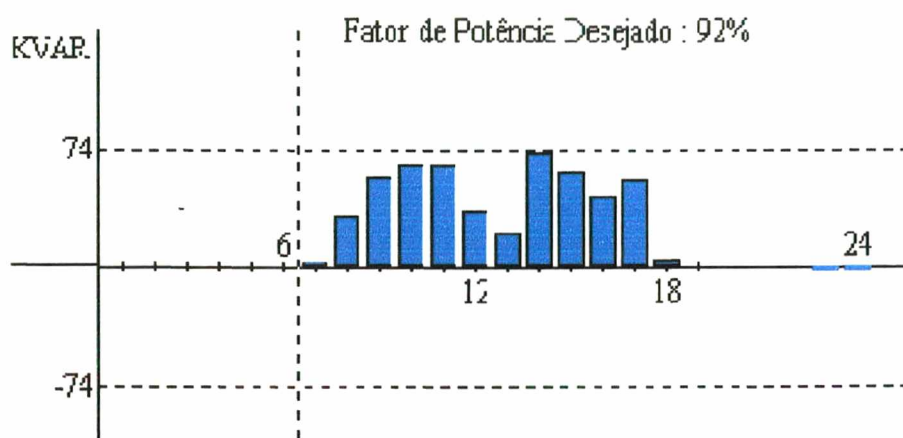


Gráfico 46 – Perfil de necessidade de reativos para Fator de Potência de 92 % - Caso C.

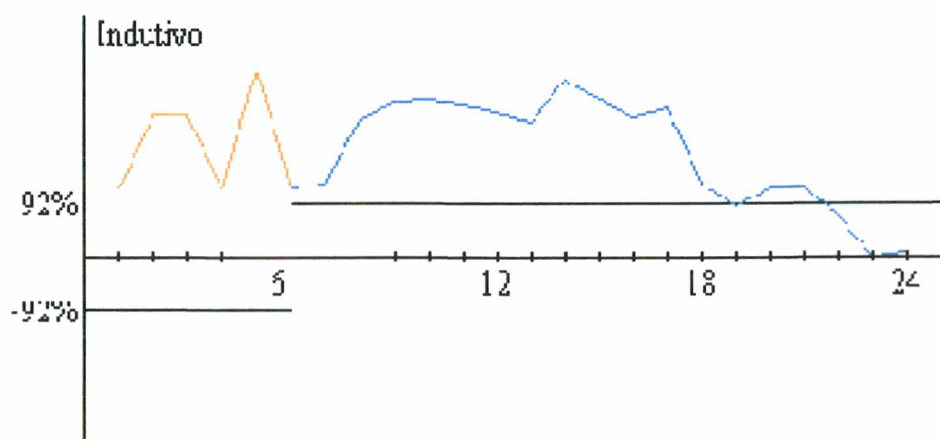


Gráfico 47 – Perfil do Fator de Potência ao longo de um dia típico - Caso C.

Finalizando a apresentação destes casos práticos, observa-se que os resultados financeiros podem ser significativos.



No primeiro caso, apesar dos resultados financeiros não terem sido significativos, o motivo principal foi demonstrar como a forma de utilização e os seus reflexos elétricos se relacionam para compor o custo final da energia elétrica, sendo, portanto, uma preocupação mais acadêmica do que financeira.

O segundo caso mostra que mudanças relativamente simples, como a mudança de horário de jantar, podem produzir resultados financeiros altamente compensadores, desde que se ajustem as características dos sistemas tarifários.

O terceiro caso parece ser mais completo que os dois anteriores, pois as mudanças foram mais complexas, sendo necessário implantar à instalação um novo perfil de utilização da eletricidade, inculcando à empresa uma nova mentalidade de gerenciamento de energia elétrica, resultando em uma economia de 28% no preço médio da energia elétrica absorvida da concessionária.

## **6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES**

### **6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Conforme foi analisado ao longo do trabalho, o setor de energia elétrica, nestes últimos 25 anos, sempre esteve subjugado pela área econômica do governo federal.

A equalização tarifária, que perdurou até o ano de 1993, quando as tarifas de energia elétrica tinham o mesmo preço, acabou se constituindo numa ferramenta de controle do governo, provocando o achatamento tarifário, na busca do controle da inflação. Esta ação acabou provocando o afastamento dos investimentos particulares tão necessários ao setor elétrico. Os reflexos destas ações hoje se fazem sentir pela situação de ansiedade em que se vive, pela dificuldade na geração de energia elétrica, e pela falta de linhas de transmissão apropriadas para transportar esta energia para outras regiões, o que minimizaria os problemas hoje vividos de riscos de falta de disponibilidade de energia.

Ao se resgatar os acontecimentos e as ingerências que pessoas fora da área tiveram sobre a mesma, não se pode deixar de salientar o quanto as concessionárias, mesmo dentro deste cenário confuso, foram competitivas e competentes para ultrapassar todos os obstáculos citados ao longo deste trabalho.

Os principais acontecimentos que durante este período acabaram de alguma forma influenciando o sistema tarifário e o equilíbrio do setor, além da equalização e desequalização tarifária, foram aqui tratados.

Dentro de todos estes acontecimentos, talvez o fato mais marcante, além da utilização do cálculo das tarifas pelo custo marginal, tenha sido a criação dos sistemas tarifários horo-sazonais, que visaram à otimização dos investimentos no setor, permitindo o aproveitamento mais eficiente da capacidade já instalada.

A utilização de sinais tarifários na indução de mudanças de comportamentos, talvez seja a maior arma que o sistema elétrico possui para provocar as mudanças de comportamentos necessárias para melhor aproveitamento do sistema. Como, normalmente, o consumidor enxerga a energia

elétrica como um bem que deve estar à sua disposição a qualquer momento, com a qualidade e quantidade desejadas, não entende que o sistema elétrico, para o seu atendimento, em alguns momentos, enfrenta sérios problemas e o atende com maior tranquilidade em outros.

Desta forma, estes novos sistemas ampliaram o sinal tarifário que já existia no Grupo “A” Convencional, para uma estrutura muito mais completa. Assim, o consumidor, mesmo não entendendo toda a organização existente para o seu atendimento, passa a enxergar que, mudando o seu comportamento, obtém como resultado uma fatura de energia elétrica mais barata.

A criação destes sistemas tarifários foram analisados cronologicamente a partir das legislações específicas, permitindo identificar as situações de aplicação compulsórias ou opcionais para os diferentes consumidores.

Após estas abordagens, este trabalho apresenta um diagrama de blocos e em anexo um fluxograma, tratando de uma metodologia de análise para enquadramento no melhor sistema tarifário de consumidores já existentes e ligados com fornecimento em tensão maior que 2,3 kV, portanto pertencentes ao Grupo “A”, que aqui foram tratados como sendo todos de Alta Tensão.

Uma das maiores contribuições deste trabalho é a análise de como a forma de utilização de energia e as diversas variáveis elétricas se relacionam para propiciar um menor custo no sistema tarifário mais adequado às diversas instalações, o que, além de determinar o sistema mais adequado, permite que haja a análise do comportamento prévio em quaisquer mudanças, bem como auxiliar na formação de futuros profissionais para estas avaliações.

## 6.2 CONCLUSÃO

Esta metodologia é aplicada em três consumidores, em que podem ser avaliados os dados medidos e faturados do mesmo ao longo de 12 meses e como a mudança de seu comportamento, tais como férias coletivas, horário de jantar e remanejamento de cargos, influenciam as diversas variáveis elétricas e conseqüentemente o custo da energia elétrica mensal.

Especificamente para o primeiro caso estudado, a metodologia permitiu identificar que, apesar da instalação já estar enquadrada no sistema tarifário que representa o menor custo, o consumidor estava com a sua demanda contratada aquém da sua necessidade, além do pagamento de excedentes reativos. Estas duas situações se refletiam diretamente no custo da energia elétrica absorvida.

Após a recontração da demanda contratada de 780 para 830 kW, o risco de pagamento de demandas de ultrapassagens, que possuem tarifas mais elevadas que as normais, foi afastado. O problema de excedentes reativos ainda não foi totalmente regularizado, pois, enquanto não for instalado um controlador automático de fator de potência, a resolução deste problema depende diretamente da ação e da sensibilidade de terceiros.

Em função deste problema e de solicitações do cliente, foi executado treinamento para alguns funcionários, supervisores e gerentes, visando sedimentar a cultura do uso adequado da energia.

O segundo caso mostra como uma ameaça inicial – mudança de legislação obrigando o consumidor a passar para o sistema horo-sazonal – transformou-se em uma oportunidade de economia nos custos com a energia elétrica. Este exemplo deixa claro como a falta do conhecimento adequado influencia os custos, pois o faturamento no sistema horo-sazonal já era vantajoso à instalação, tendo sido ampliado com pequenas mudanças.

No terceiro caso o foco principal foi o de demonstrar que em algumas situações o primeiro resultado não é definitivo e que algumas mudanças na forma de absorção da energia podem se refletir em vantagens significativas, desde que a instalação seja enquadrada no sistema tarifário mais adequado.

### 6.3 RECOMENDAÇÕES

Espera-se que este trabalho possa contribuir para a transferência de conhecimento nesta área tarifária para a formação de profissionais, já que tal conhecimento acaba ficando muito restrito nas concessionárias de energia elétrica, que são as especialistas no assunto.



Como os novos consumidores e os atendidos em Baixa Tensão aqui não foram abordados, parece ser interessante a elaboração de estudos futuros sobre os mesmos. E partindo de uma elaboração e melhoria de todos estes fluxogramas, poderia ser montado um *software* para padronizar esta análise.

Por fim, acredita-se que jamais será possível uma padronização total, pois os consumidores, além de possuírem diferentes atividades, não absorvem o assunto com a mesma facilidade. Nestas condições, apenas determinando-se o melhor sistema tarifário pelos valores do passado, pode ser um risco, pois um consumidor, devidamente esclarecido, pode mudar o seu comportamento e alterar totalmente esta definição.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução n.º 456, de 29 de novembro de 2000.

BITU, R. & Born P.. Tarifas de energia elétrica: aspectos conceituais e metodológicos. São Paulo, SP. Editora Ltda., 1993.

COGE SEF – 13/88. Análise e perspectivas da equalização tarifária. Comitê de gestão empresarial; Setor de energia elétrica; Subcomitê econômico-financeiro, 1998.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. Anais do ciclo de palestra: Reforma do setor elétrico. Foz do Iguaçu, 30 e 31 de maio de 1996.

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Portaria n.º 046, de 14 de janeiro de 1982.

\_\_\_\_\_. Portaria n.º 060, de 17 de junho de 1982.

\_\_\_\_\_. Portaria n.º 075, de 04 de agosto de 1982.

\_\_\_\_\_. Portaria n.º 076, de 04 de agosto de 1982.

\_\_\_\_\_. Portaria n.º 165, de 05 de novembro de 1984.

\_\_\_\_\_. Portaria n.º 166, de 05 de novembro de 1984.

\_\_\_\_\_. Nova tarifa de energia elétrica – metodologia e aplicação Ministério das Minas e Energia. Brasília, DF, Brasil, 1985.

\_\_\_\_\_. Portaria n.º 033, de 11 de fevereiro de 1988.

DNAEE – ELETROBRÁS. Estrutura tarifária de referência para energia elétrica. Brasília, DF, Brasil, agosto de 1981.

ELETROBRÁS. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil: Panorama do setor de energia elétrica no Brasil. 1988.

\_\_\_\_\_. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil: Políticas do governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 ( 1934 – 1984 ). Rio de Janeiro; Memória da Eletricidade. 1995.

\_\_\_\_\_. Plano decenal de expansão. 1997/2007- Boletim; Eletrobrás – GCPS; Grupo coordenador do planejamento dos sistemas elétricos. 1996.

\_\_\_\_\_. Informe Infra-Estrutura. Boletim de 13 de agosto de 1997.

LEITE, Antonio Dias. A energia do Brasil. Rio de Janeiro. Nova Fronteira, 1997.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. Ciclo de palestras: A Eletrobrás e a história do setor de energia elétrica; coordenação de Renato Feliciano Dias. Rio de Janeiro, 1995.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto 86.463, de 13 de outubro de 1981.

SKINNER, J. Raising a Stink. <http://www.newscientist.com>. London – UK. 2001.

SILVA, Clécio Fabrício da. Dissertação “Análise econômica do setor elétrico nacional: Origem, regulamentação, custo tarifa. Universidade Federal do Paraná, 1996.